Indice General

Página

Capítulo 2 - Exploración

Capítulo 4 - Producción

Capítulo 5 - Gas Natural

Capítulo 6 - Refinación

Capítulo 10 - Comercialización

Capítulo 11 - Ciencia y Tecnología

Capítulo 12 - La Gente del Petróleo

Capítulo 13 - Petróleos de Venezuela

Apéndices

Prólogo

Durante los últimos tres lustros, los adelantos científicos y tecnológicos asociados al petróleo, así como los avances estratégicos y productivos de la corporación petrolera venezolana han sido amplios, diversos y profundos. Esta referencia tan escueta adquiere un sentido especial cuando apreciamos que la tercera versión de “El Pozo Ilustrado” fue editada en diciembre de 1985.

Desde esa fecha hasta nuestros días, se han descifrado importantes incógnitas sobre las propiedades y características de los hidrocarburos, especialmente de los crudos extrapesados, y se han desarrollado avances notables en las técnicas de exploración y producción. También durante este lapso, nuestra corporación ha logrado mayores índices de productividad, óptima calidad en sus productos y una significativa ampliación de sus mercados. Igualmente, se han concretado innovadoras condiciones para preservar el ambiente y se han dado pasos decisivos en materia de internacionalización y globalización de nuestra principal industria nacional.

Estas circunstancias, unidas al interés estratégico de PDVSA por estrechar las relaciones entre la sociedad venezolana y el petróleo, permiten fundamentar y justificar la idea de una “cultura del petróleo” que, necesariamente, debe afianzarse con un mejor conocimiento del negocio de los hidrocarburos. Estas expectativas han proporcionado terreno fértil para sembrar esta edición corregida y ampliada del “El Pozo Ilustrado”. Recordando una frase de Jorge Luis Borges, “todo reinicio es una especie de resurrección”. Con esta nueva edición, actualizamos “El Pozo Ilustrado”, a la luz de los avances tecnológicos.

Varias consideraciones palpitan en el fondo de esta edición. La primera es que no puede amarse lo que no se conoce y ésta es, precisamente, la razón que explica la distancia que tradicionalmente se ha notado entre el petróleo y nuestra cultura. El camino a seguir transitando se inició con la necesidad de conocer todo lo relacionado con nuestros recursos petrolíferos a fin de lograr una trayectoria que permita comprenderlos, apreciarlos, valorarlos y quererlos.

El petróleo ha sido la esencia misma de nuestra realidad contemporánea; no puede, por tanto, pretenderse el desarrollo del país al margen del conocimiento del petróleo, ni puede pretenderse saber de petróleo sin la cabal comprensión de su significación para el país. Podría igualmente aseverarse que mientras mejor nos identifiquemos con el petróleo, mayores serán las posibilidades de percibir las oportunidades que nos ofrece. Nuestro objetivo es lograr que Venezuela y su petróleo se identifiquen plenamente y formen parte de una misma vocación. Con “El Pozo Ilustrado” buscamos, en definitiva, continuar un empeño de información masiva que ayude a conformar una sensibilidad y una apreciación adecuada de nuestro petróleo.

“El Pozo Ilustrado” no es una iniciativa aislada; por el contrario, su reedición se enmarca en todo un conjunto de acciones que estamos concibiendo bajo la denominación de “Programa de Educación Petrolera”. Esta visión se constituirá en un esfuerzo sistemático e integrador, en favor de un mejor conocimiento del petróleo, así como en una opción para reducir la brecha entre el mundo petrolero y la sociedad venezolana. Dentro de ese programa, se contemplan actividades motivacionales y de reconocimiento a maestros y estudiantes emprendedores, programas de radio, prensa y televisión, informaciones petroleras en la página Web PDVSA y producción de recursos educativos de distinta naturaleza y alcance.

Piedra angular de este proceso es el recientemente creado Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), brazo estratégico de la corporación dedicado a la educación, al adiestramiento y al desarrollo de los recursos humanos de PDVSA, sus filiales, el sector complementario y eventualmente terceros, para potenciar la ejecución del Plan de Negocios y la competitividad de la Industria. Pero, además de las actividades intrínsecas de la corporación, se desarrollan programas de cooperación con instituciones de educación superior, y se brinda apoyo específico a las escuelas de la industria y a las instituciones educativas que se encuentran en las zonas adyacentes. Igualmente pueden destacarse algunas iniciativas inscritas en los proyectos de CENAMEC, y el fomento de otras entidades dedicadas al desarrollo educativo. Asimismo, estamos adelantando iniciativas encaminadas a brindar orientación a las empresas acerca de las posibilidades de convertirse en socias de la educación. Entendemos la educación como un asunto estratégico que abarca a todas las instituciones que conforman el tejido social.

En el marco de estas consideraciones, aspiramos que “El Pozo Ilustrado” continúe siendo un recurso de amplio alcance y de potente impacto para generar una expansiva divulgación que, progresivamente, fomente la vocación de una cultura petrolera en el venezolano.

Mención especial en este contexto merece el profesor Efraín E. Barberii, autor de este extraordinario trabajo. Ilustre maestro de docenas de promociones de petroleros venezolanos, ejemplo de amor por Venezuela y modelo de vocación por el desarrollo de la tecnología y la educación dentro del quehacer petrolero en nuestro país, el profesor Barberii nos presenta una nueva versión de su útil obra. Hasta él llegue un mensaje de reiterado afecto y reconocimiento, para quien ocupa un especial lugar en nuestros pensamientos.

Celebramos esta cuarta edición de “El Pozo Ilustrado” con grandes expectativas e intensos sentimientos.

Esperamos que alrededor de cada uno de los ejemplares de este libro se genere una onda expansiva que conmueva el espíritu y el pensamiento de quienes se dediquen a su lectura, divulgación y aprovechamiento.

Luis E. Giusti
Presidente PDVSA

Introducción y Reconocimientos

Introducción

Esta cuarta edición de **El Pozo Ilustrado**, revisada y corregida, encomendada al CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, nace del interés corporativo de Petróleos de Venezuela S.A. para que este libro sea parte del Programa de Educación Petrolera (PEP) de la casa matriz.

Una vez más, la obra está dirigida especialmente a docentes y estudiantes de educación media y, en general, a toda persona que desee conocer los principios fundamentales y la estructura operacional de la industria de los hidrocarburos. El contenido de la obra recoge también el papel tan importante que ha desempeñado y todavía desempeñará por muchos años la industria petrolera, petroquímica y carbonífera nacional (IPPCN) en el desarrollo del país.

A lo largo de la explicación acerca de la tecnología de las operaciones, aflora también, en estos capítulos, lo que llamamos la cultura petrolera, producto de casi ciento cuarenta años de experiencias relacionadas con la búsqueda, ubicación, cuantificación, producción, transporte, transformación, mercadeo, ventas y comercialización de los hidrocarburos alrededor del mundo. En Venezuela tenemos una experiencia petrolera que arranca en 1878 con la Petrolia del Táchira. Luego vinieron las contribuciones de las empresas asfalteras estadounidenses y británicas, 1885-1911, y las petroleras concesionarias que se establecieron y operaron a lo largo del período 1911-1975. A partir de 1976, Petróleos de Venezuela y sus filiales han sido responsables de la conducción de la industria nacional.

Muchos años de experiencia han conformado una escuela de trabajo que se renueva y ajusta a las exigencias de los tiempos para garantizar el éxito de los negocios.

Las primeras dos ediciones de **El Pozo Ilustrado** (una en 1982-1983 y la otra en 1983) se hicieron en serie de 10 fascículos y la tercera, 1985, en forma de libro. Esta cuarta edición incluye algunos de los más relevantes adelantos científicos y tecnológicos que hoy marcan pautas en las actividades petroleras; también, cifras actuales de los volúmenes de hidrocarburos producidos/utilizados mundialmente.

En estos últimos años, 1983-1996, la industria ha logrado mayor productividad, ha utilizado con mayor eficiencia los recursos físicos y financieros, ha reducido costos y aumentado los ingresos netos, produce mayor volumen de productos de excelente calidad, ha extendido su cobertura de protección del medio ambiente y ofrece a sus clientes más atención y mejores servicios. La industria petrolera venezolana ha acentuado la globalización e internacionalización de sus actividades. Veamos el contenido de los capítulos:

En el Capítulo 1, ¿**Qué es el Petróleo**?, el lector admirará el hecho de que sólo dos elementos, hidrógeno y carbono, son combinados por la naturaleza en relaciones sencillas para producir las extensas series de hidrocarburos, de características y propiedades definidas en estado gaseoso, líquido, semisólido o sólido.

El hombre, mediante sus esfuerzos por tener más conocimientos científicos y técnicos, posee la capacidad para extraer, refinar y manufacturar cientos de derivados del gas natural, del petróleo y del carbón mineral, mediante el diseño de nuevos procesos y la construcción y el funcionamiento de plantas muy eficientes.

El Capítulo 2, **Exploración** describe la rapidez y constancia con que profesionales y científicos de varias disciplinas ayudaron a descifrar las incógnitas sobre las propiedades del petróleo, su origen, características e ilimitadas perspectivas de explotación. Las Ciencias

de la Tierra (la geología, la geofísica y la geoquímica) sirvieron para clasificar las rocas, sus propiedades y características para generar hidrocarburos, su capacidad volumétrica para almacenar gas y/o petróleo, tipos de yacimientos y maneras de buscarlos, ubicarlos y cuantificar su contenido. Las técnicas modernas de exploración facilitan el estudio de prospectos petrolíferos de manera inimaginable, en tierra y costafuera, utilizando sísmica bidimensional y tridimensional, computadoras que resuelven la adquisición, el procesamiento y la interpretación de datos en cuestión de horas y producen gráficos o mapas en colores.

El Capítulo 3, **Perforación,** ofrece nuevos conceptos y aplicaciones de tecnologías para abrir un hoyo, en tierra o costafuera. Presenta esquemas de perforación direccional, inclinada, de largo alcance, de hoyo de diámetro reducido y el más reciente de todos, el hoyo horizontal sencillo o múltiple. Los cambios abarcan todas las características y especificaciones de la sarta de perforación, control de los parámetros de guía, orientación, desplazamiento, revoluciones de la sarta por minuto, peso, penetración y comportamiento de la barrena. También presenta la selección del tipo de fluido de perforación, y sus características tixotrópicas y peso (presión) contra las formaciones horadadas.

Otros adelantos conciernen a equipos, materiales y herramientas para la perforación profunda y superprofunda, 5.000 a 6.500 metros, en aguas también muy profundas, más de 1.000 metros, y a distancias que sobrepasan 200 kilómetros de la costa. Las innovaciones en perforación han permitido reducir costos y tiempo, además de llegar a la profundidad programada.

El Capítulo 4, **Producción**, recoge las nuevas técnicas que se emplean en la terminación del pozo, derivadas de los diferentes esquemas modernos de perforación, específicamente el hoyo horizontal. Además, se cubre la utilización de la tubería continua o devanada de educción. El lector encontrará explicaciones sobre el mantenimiento, la estimulación y el reacondicionamiento de pozos, operaciones que son el diario quehacer de la gente para mantener el potencial requerido y el disponible de los yacimientos.

Este capítulo contiene aspectos de lo que significa para el país la Faja del Orinoco y lo que se ha logrado en las operaciones y comercialización de los crudos pesados y extrapesados. Los adelantos más resaltantes son la elaboración y utilización del combustible Orimulsión® y la conversión de este tipo de crudos en más livianos y de mejor rendimiento.

El Capítulo 5, **Gas Natural**, es parte imprescindible del estudio de los hidrocarburos; se encuentra asociado al petróleo o por sí solo en el yacimiento, y ambas condiciones requieren tratamientos y formas específicas de producción.

El gas natural es una materia prima tan importante que también representa una industria íntimamente ligada a la de los crudos y a la petroquímica. Las características, propiedades y las relaciones físico-químicas (P-V-T, presión/volumen/temperatura) del gas natural facilitan comprimirlo, expandirlo, extraer sus líquidos y tratarlo de diferentes formas como combustible, como elemento restaurador de la presión de yacimientos petrolíferos, o como complemento importante en las operaciones de las refinerías o la petroquímica.

Las tablas y figuras hacen más patentes el significado y la importancia del gas natural en el mercado mundial de los hidrocarburos. Venezuela posee grandes volúmenes de gas natural asociado al petróleo o en estado libre. Su utilización y consumo en las industrias y los quehaceres domésticos representan su importancia en el desarrollo y progreso del país.

La refinación tiene el privilegio de haber motivado la creación de la industria de los hidrocarburos. Fue la idea de buscar reemplazo a las fuentes de iluminantes de entonces, 1853, como el aceite de ballena y los aceites vegetales, lo que dirigió la atención hacia el petróleo. La primera fase de verificación del uso del petróleo fue la refinación de muestras recogidas en Pennsylvania.

En el Capítulo 6, **Refinación**, se explican los fundamentos que científica y tecnológicamente resultaron positivos para producir iluminantes y otros productos derivados del petróleo. En este capítulo, el estudiante se deleitará apreciando la elegancia científica y técnica de la conjunción sencilla de la física, la química y las matemáticas aplicadas para producir transformaciones tan útiles de materia prima tan valiosa como los hidrocarburos.

Las técnicas iniciales de la refinación progresaron rápidamente. Nuevos enfoques de tratamiento mediante las relaciones P-V-T de las substancias, aplicaciones de destilación al vacío, el uso de catalizadores, nuevos diseños de plantas y procesos, el empleo de combinaciones y recombinaciones de productos para modificar sus arreglos moleculares y cambiar ventajosamente sus propiedades y características, desembocaron, finalmente, en el aprovechamiento de los últimos residuos o desechos. Tales son los adelantos logrados hasta hoy en la refinación de hidrocarburos, pero las perspectivas de logros más avanzados son promisorias.

Al enterarse bien del contenido de este capítulo, el lector apreciará más la secuencia de las operaciones que sustentan el negocio de los hidrocarburos y la importancia de la capacidad de refinación de PDVSA y sus empresas en Venezuela y en otros países.

El Capítulo 7, **Petroquímica**, es muy interesante. Trata del nacimiento de una industria cuyos fundamentos proceden de la industria del carbón y la aplicación de procesos químicos para obtener combustibles de este mineral durante la Primera Guerra Mundial (1914-1918).

Durante la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), la necesidad de combustibles de alto octanaje para los nuevos aviones estadounidenses y británicos favoreció el desarrollo de avanzados procesos petroquímicos que también convergieron hacia la producción de caucho sintético.

El diseño y la construcción de nuevas plantas petroquímicas han transformado el tratamiento del gas natural y los petróleos crudos en un emporio de increíble diversificación de productos para todos los usos de las actividades modernas: olefinas y plásticos, fertilizantes y productos industriales.

Las abundantes reservas de crudo y de gas natural del país sirvieron para que en 1953 se dieran los primeros pasos para crear la petroquímica venezolana. Desde entonces hasta ahora, el desarrollo y el progreso de los complejos petroquímicos de Morón, estado Carabobo; Zulia-El Tablazo, estado Zulia; Jose, estado Anzoátegui, y las empresas mixtas asociadas a Pequiven (ver Tabla 7-5) conforman un extenso negocio nacional e internacional de grandes proporciones con halagadoras perspectivas de crecimiento.

El Capítulo 8, **Transporte**, cubre una de las más dinámicas actividades de la industria de los hidrocarburos. Funciona veinticuatro horas al día, todos los días. Representa el despacho y recibo diario de millones de barriles de crudos hacia las refinerías del mundo. Luego de las refinerías salen hacia los mercados de los cinco continentes, aproximadamente, igual volumen de productos. Es una actividad gigantesca, que utiliza camiones cisterna, vagones cisterna de ferrocarriles, barcazas, gabarras, lanchones, tanqueros, oleoductos, gasductos y poliductos. El lector apreciará los detalles que conciernen y explican esta actividad.

El desarrollo y el progreso de los medios de transporte de crudos, gas natural y productos han marchado acordes con las necesidades de los tiempos. Las fábricas de aceros, los astilleros y las empresas afines a la transportación han respondido a los requerimientos de tecnologías y diseño a lo largo de todos estos años. En 1996, la flota petrolera mundial tenía 3.241 buques, con un tonelaje total de peso muerto de 281,4 millones de toneladas. Durante ese mismo año, la producción mundial de crudos fue de 61,6 millones de barriles diarios y la producción diaria de productos refinados llegó a 67,3 millones de barriles. Comparando y relacionando cifras, el lector apreciará la extensión mundial del negocio de los hidrocarburos.

En Venezuela, los medios de transporte han crecido y se han renovado al ritmo del aumento de la producción de hidrocarburos del país. En 1996 había 10 terminales petroleras; 24 tanqueros, que suman 1.499.900 TPM, transportaron 56,1 millones de barriles por cabotaje y 188,6 millones de barriles en cargamentos exportados/importados; 3.410 kilómetros de oleoductos que transportaron 218.510.594 m^3 de crudos, y 4.673 kilómetros de gasductos que transportaron 53.022.648 m^3 diarios de gas natural. El desenvolvimiento de la tecnología y de la utilización del transporte para manejar crudos pesados y extrapesados ha derivado en la manufactura del combustible venezolano Orimulsión® y el oleoducto que lo transporta, conocido como oriducto.

El Capítulo 9, **Carbón Fósil**, describe la incursión de Petróleos de Venezuela en la minería, a través de su filial Carbones del Zulia S.A. (Carbozulia) en 1986.

Las intenciones de aprovechar las minas de carbón del país se remontan al segundo gobierno del general José Antonio Páez, 1839-1843. Los esfuerzos de entonces no lograron todo lo deseado, excepto el incipiente desarrollo de las minas de Lobatera, estado Táchira, y las de Naricual, estado Anzoátegui. El carbón de Naricual fue muy utilizado como combustible por los vapores de cabotaje de la Compañía Venezolana de Navegación, el cual cargaron en Guanta durante las primeras cinco décadas de este siglo.

Es muy interesante el desarrollo y la expansión que le ha imprimido Carbones del Zulia S.A. a la riqueza carbonífera de la cuenca del Guasare, cuya extensión minera de 50 kilómetros de largo por 3 kilómetros de ancho está ubicada a 110 kilómetros al noroeste de Maracaibo.

En 1987, la producción de carbón sumó 117.000 toneladas métricas y, sobre la marcha, fue entregado a varios clientes en el Caribe, Norteamérica y Europa. También se establecieron asociaciones con empresas carboníferas extranjeras para desarrollar el potencial de las minas mediante la construcción de todas las instalaciones de infraestructura requeridas para incrementar la producción como se proyecta en la Tabla 9-3.

La idea de extraer iluminantes del petróleo (ver Capítulo 6, **Refinación**, tablas 6-2 y 6-3) resultó ser un negocio mucho más extenso y profundo que el anticipado. Las características y propiedades físicas y químicas de la materia prima sobrepasaron las expectativas científicas y técnicas de los primeros experimentos. Al progresar las investigaciones, se comenzaron a catalogar varias series de combinaciones de los elementos hidrógeno y carbono de singulares relaciones y valores moleculares. La utilidad industrial de todos los productos obtenibles promovió la extensa comercialización de los hidrocarburos.

El Capítulo 10, **Comercialización**, trata precisamente del desarrollo del consumo mundial de petróleo y de los avances de su comercialización. Este capítulo recoge el significado de la oferta y la demanda de hidrocarbu-

ros en los mercados del mundo, desde el punto de vista interno de cada nación y las relaciones entre países productores/exportadores y los países productores/importadores y los importadores netos de energía y productos.

Además, se explican los factores que influyen sobre los precios, como también los que afectan la manufactura y distribución de productos. Se mencionan las gestiones y operaciones que han guiado el desarrollo y el crecimiento del mercado nacional y del mercado internacional de los hidrocarburos venezolanos. El capítulo destaca lo que significa el negocio del petróleo para el país.

El Capítulo 11, **Ciencia y Tecnología**, relata brevemente las primeras contribuciones que recibió la incipiente industria petrolera de los profesionales de la época (1859-1914) en los Estados Unidos y otras partes del mundo. Aquí en Venezuela, Pedro Rafael Rincones, de la Petrolia del Táchira, 1879, se destacó como el primer venezolano que se ocupó de la transferencia de tecnología petrolera.

El impacto científico y tecnológico en la industria petrolera mundial comenzó a dar frutos en 1930. Los profesionales ocupados en los talleres y laboratorios de las empresas petroleras, de las universidades, de las empresas de servicios y firmas consultoras afines a la industria, de las sociedades y gremios, de agencias o entes gubernamentales y el propio personal de campo de la industria, contribuyeron en miles de maneras a que las actividades petroleras se hicieran aplicando las ciencias y tecnologías conocidas. Se afianzó, así, la investigación.

En Venezuela, como se verá, el año 1930 marcó pautas. El Ministerio de Fomento comenzó por establecer el Servicio Técnico de Hidrocarburos y la preparación de profesionales en universidades estadounidenses. Se inició la implantación de normas y procedimientos de fiscalización y control de las operaciones. Se empezó una sostenida y fructífera labor ministerial que profundizó más y más sobre la riqueza petrolera del país. Se creó el Ministerio de Minas e Hidrocarburos en 1950 y en 1997 cambió de nombre a Ministerio de Energía y Minas. Durante sesenta y siete años se han registrados hechos muy importantes en la vida petrolera del país. Año culminante: 1976, al asumir la Nación la dirección y administración del negocio.

Ciencia y Tecnología refleja un nombre: Intevep, cuyos empleados son autores de excelentes investigaciones y aplicaciones tecnológicas petroleras venezolanas. Cientos de patentes otorgadas por varios países atestiguan los reconocimientos cosechados.

En cada país, la creación de la industria petrolera representa la dedicación de un grupo de pioneros que con afán se dedicaron a cumplir una misión empresarial. Muchos de esos hombres lo hicieron en más de un país. Fueron fundadores de emporios. El Capítulo 12, **La Gente del Petróleo**, rinde homenaje a los pioneros.

El contenido de este capítulo resume la cadena de actividades que a lo largo de los años permitieron consolidar esfuerzos y hacer frente a los obstáculos que se interponían al desarrollo de la industria. La secuencia y la modalidad de las operaciones no admitieron cambios, pero sí hubo, con los años, modificaciones significativas en el diseño y en la calidad de los equipos, herramientas y materiales.

Las tecnologías de exploración, perforación, producción, transporte, refinación/manufactura, mercadeo, comercialización y ventas fueron cambiando y progresando apoyadas en la investigación. Emergieron también nuevos conceptos de dirección, administración, supervisión y control del negocio. Comenzaron a tomar importancia las relaciones empresa/empleado/empresa y a calificar el recurso humano como el factor fundamental en la

continuidad y el progreso del negocio alrededor del mundo.

En Venezuela, José María Vargas felicitó al gobierno nacional, 1839, por la promesa de que el asfalto, como riqueza natural, podría ofrecer al país. Manifestó que esa riqueza era más que la del oro o la plata. El tiempo le ha dado la razón.

Los pioneros de la Petrolia del Táchira, 1879-1934; los pioneros asfalteros en Guanoco, Capure, Pedernales e Inciarte 1889-1913; los pioneros petroleros del Zulia, Falcón, Monagas, Delta Amacuro, Anzoátegui, Guárico y Barinas, 1912-1975, echaron los cimientos de la inmensa industria venezolana de los hidrocarburos.

Precisamente, el Capítulo 13, **Petróleos de Venezuela**, recoge lo que ha hecho, 1976-1996, la empresa nacional de hidrocarburos durante veinte años. Al principio, 1973-1975, cuando se discutía la proposición, de si la Nación debía o no asumir la administración directa del negocio petrolero hubo pros y contras. Existió en algunos sectores de la vida nacional el temor de la falta de capacidad, experiencia y preparación del petrolero venezolano para asumir semejante responsabilidad. La propia comunidad petrolera evaluó la situación, hizo un balance de haberes y necesidades, informó y colaboró con el gobierno y apareció en la televisión el petrolero venezolano en persona diciéndole al país: **“Venezuela, cuenta conmigo”**. Los resultados dan fe de la promesa cumplida.

No todo fue fácil. La larga lista de necesidades y acciones por emprender recibió atención inmediata. Muchas funciones y actividades requirieron prioridad, empezando por la estructura, organización y funcionamiento empresarial de la casa matriz, creada el 30 de agosto de 1975 para iniciar su liderazgo el 1° de enero de 1976. PDVSA recibió una industria madura, de alcance y prestigio internacional logrados durante seis décadas de actividades, pero venida a menos en varios renglones muy importantes: exploración, refinación, transporte marítimo, mantenimiento, investigación y capacitación de personal en varios aspectos del negocio.

El personal de la casa matriz y las filiales hicieron tareas con una agilidad sorprendente. En tres años, 1976-1978, se ocuparon de la transición y consolidación de 14 filiales para reagrupar mejor las operaciones y obtener mayor provecho de todos los recursos. Comenzaron las gestiones para garantizar la colocación diaria de los volúmenes de crudos y productos en los mercados tradicionales y se promovió con éxito la contratación de volúmenes adicionales de exportación con nuevos clientes y la expansión del negocio en términos generales. Se empezaron a dar respuestas a los programas de exploración y a los futuros aumentos de producción. Se programaron los nuevos patrones o dietas de refinación de crudos y la manufactura de productos y también la construcción de nuevas instalaciones y/o modificaciones/ampliaciones de las existentes. Todo lo cual requirió extensos planes de adiestramiento de personal.

El traspaso del Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP) a PDVSA, en 1978, significó que sobre la marcha había que darle con urgencia asistencia técnica para comenzar a borrar deudas acumuladas desde 1956. En 1978, las deudas sumaban Bs. 605 millones pero en 1983 Pequiven saldó sus compromisos y por primera vez acusó ganancias netas de Bs. 27,4 millones. Hoy, la industria petroquímica venezolana es un emporio de riquezas con enormes perspectivas. (Ver Capítulo 7, **Petroquímica**).

Cuando se observan detenidamente las compras de materiales, Tabla 13-3, 1976-1979; Tabla 13-5, 1980-1984, se intuye el despliegue de actividades realizado por PDVSA y sus filiales para fortalecer la capacidad com-

petititiva total de la corporación. En este aspecto, los estudios y proyectos realizados por Intevep durante 1979-1980 fueron muy importantes: sedimentología y geoquímica, generación de vapor, tratamiento de crudos pesados/ extrapesados; evaluación de lubricantes, análisis físico-químico de muestras de petróleo (promedio: 4.000 mensuales), extracción de metales de los crudos, y otros para sustentar las operaciones básicas de refinación.

El quinquenio 1980-1984 incluyó los planes y programas de exploración/explotación de la Faja del Orinoco, los cuales revelaron el inmenso potencial de crudos pesados/ extrapesados de esta zona. En esta área en particular, Materiales y Servicios Técnicos suplieron una extensa variedad de equipos, herramientas y materiales. También fue muy importante para otros planes y programas la evaluación del sector manufacturero nacional; ver Tabla 13-6.

Los logros de PDVSA y sus filiales en los primeros diez años de actuación fueron muy significativos para el país en todos los órdenes. La corporación preparó sus planes y programas para el tercer quinquenio, 1985-1989, los cuales incluyeron la expansión de la internacionalización de las operaciones mediante convenios/arrendamientos/adquisiciones en Alemania, Curazao, Estados Unidos y Suecia para afianzar la posición de la corporación como factor mundial importante en materia de energía.

En los años 1990-1996 se consolidaron mucho más las realizaciones operativas de años anteriores y se emprendieron nuevos planes y proyectos en Venezuela y en el exterior para fortalecer más la posición de la corporación. La capacidad de producción petroquímica mostró un fortalecimiento halagador. En 1990, Pequiven y las empresas mixtas asociadas produjeron 2.270.000 toneladas métricas y 1.018.000 toneladas métricas, respectivamente. Propia o en participación, la producción fue de 3.530.000 toneladas métricas.

En refinación, comenzó a producir la planta BTX (benceno-tolueno-xileno) en la Refinería de El Palito, estado Carabobo; concluyó la construcción de la planta de Propileno en el complejo petroquímico Zulia-El Tablazo, estado Zulia; inició operaciones la planta de MTBE en el complejo petroquímico Jose, estado Anzoátegui, y se rehabilitó la planta de Acido Fosfórico en el complejo petroquímico Morón, estado Carabobo.

Se definieron las bases y la aprobación del Ejecutivo Nacional y del Congreso de la República para la utilización y comercialización del gas natural licuado (GNL) en el oriente del país, costafuera de la península de Paria, estado Sucre. Se terminó el gasducto NURGAS, nueva red de gas, de 545 kilómetros de longitud y capacidad de transporte de 18 millones de metros cúbicos diarios de gas.

PDVSA y sus filiales continuaron una penetración sostenida de mercados durante 1990-1996. En Europa, en Estados Unidos y en Curazao, en 1991, el total de la capacidad de refinación de crudos llegó a 1.175.220 b/d y en Venezuela a 1.182.000 b/d, lo cual demuestra la capacidad de mercadeo de la corporación.

La dinámica petrolera venezolana ha sido extraordinaria, en el país y en el extranjero. Durante el trienio 1994-1995-1996, PDVSA y sus filiales participaron decididamente en el escenario petrolero mundial, no obstante los altibajos registrados en Venezuela y en el exterior. La apertura petrolera para la reactivación de viejos campos fue un éxito; en 1995 esta reactivación aportó un potencial de 115.000 b/d de crudos al caudal de producción de PDVSA. Los acuerdos de asociación estratégica para el desarrollo y mejoramiento de crudos pesados/extrapesados de la Faja del Orinoco, entre filiales de PDVSA y empresas extranjeras comenzaron a marchar satisfactoriamente. Los programas de

apertura en exploración a riesgo y producción de hidrocarburos, bajo la figura de ganancias compartidas, aprobados por el Congreso Nacional, fueron un éxito, que motivó a las empresas extranjeras a elogiar el protocolo, la organización, el desarrollo y la puntualidad durante todo el proceso de la licitación. De 88 empresas participantes, 75 satisficieron las condiciones técnicas y financieras establecidas por PDVSA. Ver tablas 13-12 y 13-13.

Todas las gestiones de PDVSA y sus filiales durante 1976-1996 han sido fructíferas para Venezuela. En 1996, la producción de crudos y bitumen del país llegó a 2.975.000 b/d y las reservas probadas a 72.667 millones de barriles, cifra que coloca a Venezuela en el sexto lugar entre los países del mundo con más reservas de petróleo. Todo lo descrito en estas páginas demuestra que PDVSA y sus empresas están preparadas para actuar con buen pie en el siglo XXI.

El léxico petrolero

Por varias razones de uso y costumbre, no se puede concluir esta introducción sin hacer algunas observaciones sobre el léxico petrolero, para beneficio del personal de la industria y para el lector fuera de ella.

Los comienzos y el auge petrolero que se produjeron en el país en los años 1910-1925 intensificaron los contactos y relaciones entre los petroleros venidos mayoritariamente del Reino Unido, Estados Unidos y Canadá y el venezolano, en general, particularmente el criollo empleado por las petroleras y empresas de servicios. Los exploradores petroleros recién llegados generalmente no conocían el idioma del país pero aspiraban a que se les entendiera, aunque fuera por señas. Eran también muy pocos los venezolanos que conocían el inglés, específicamente el léxico petrolero, y también pretendían hacerse entender por señas. Uno y otro se entendían, mediante palabras mal habladas en inglés o en español y a fuerza de señas.

Surgió, entonces, como intérprete salvador el caribeño de habla inglesa, empleado de las petroleras. Por una parte, este personaje no conocía el idioma técnico petrolero en inglés y, por la otra, tampoco dominaba el vocabulario técnico en español para traducir correctamente de una a otra lengua. Comenzó entonces a generarse y a difundirse el Spanglish petrolero venezolano: **guaya** por **wire**, cable; **guaya fina** por **wireline**, alambre; **guachimán** por **watchman**, vigilante; **reporte** por **report for work**, empleo; **tipear** por **typing**, mecanografiar; **reporte** por **report**, informe o noticia; **perrol** por **payroll**, lista de pago o nómina; **quesin** por **casing**, revestidor; **completar el pozo** por **completing the well**, terminar el pozo; **tulpusio** por **toolpusher**, sobrestante de perforación; **barro** por **mud**, fluido de perforación; **mecha** por **bit**, barrena de perforación; **hueco** por **hole**, hoyo; **cochino** por **pig**, limpiador/raspador/calibrador; **ofis boy** por **office boy**, mensajero. Y muchísimos más.

Todavía hoy padecemos del Splanglish mal utilizado que sigue anarquizando la evolución del léxico petrolero venezolano. A propósito, la industria cuenta con buenos esfuerzos de publicaciones de nomenclatura petrolera en castellano, editados por Intevep, el antiguo CEPET y ahora CIED[1].

En esta edición, como en las anteriores, hemos usado lo que consideramos el lenguaje técnico correcto. Estimamos que con la debida voluntad y conocimientos apropiados no hay porqué incurrir en la tergiversación de voces en uno u otro idioma.

El lector notará que consistentemente se ha escrito **gasducto**, Capítulo 8, **Transporte,** II Gasductos, en vez de **gasoducto**, como aparece en la página 1027 del Diccionario de la Lengua Española, Real Academia Española,

Vigésima Primera Edición, 1994, y cuya definición sigue:

> (De **gas** y el lat. *ductus* conducción.) m. Tubería de grueso calibre y gran longitud para conducir a distancia gas combustible, procedente por lo general de emanaciones naturales.

> La misma edición DRAE, página 36, define: **acueducto** (Del lat. *aquaeductus*). Conducto artificial por donde va el agua a lugar determinado. Llámase especialmente así el que tiene por objeto abastecer de aguas a una población.

Por tanto, gasducto es aceptable y no ofende. De nuestras experiencias de campo, recordamos que el venezolano en tareas de producción y transporte siempre decía gasducto. Además, **gaso**-lina, **gasó**-leo, **gaso**-il, tienen antepuesta la partícula **gaso** y se puede intuir que en vez de gas natural la tubería transporta gasolina, gasóleo o gasoil. Cuando decimos **oleoducto**, nos referimos al transporte de petr**óleo** (crudo) por tubería. Igual, cuando escribimos **poliducto**, nos referimos al transporte simultáneo de varios tipos de hidrocarburos, debidamente espaciados dentro de la tubería para evitar mezclas entre ellos.

En el prólogo de la obra, página II, Gramática de la Lengua Castellana, de don Andrés Bello y don Rufino J. Cuervo, Ediciones Anaconda, marzo de 1943, Buenos Aires, se lee:

> "En España, como en otros países de Europa, una admiración excesiva a la lengua y literatura de los romanos dio un tipo latino a casi todas las producciones del ingenio".

Finalmente, mis deseos son que cada lector diga que la obra le ha sido útil en una u otra forma para apreciar el alcance y la importancia de la industria venezolana de los hidrocarburos y lo que ésta significa para nuestro país.

Efraín E. Barberii

Caracas, febrero de 1998

Reconocimientos

Al finalizar la preparación del texto para esta cuarta edición de **El Pozo Ilustrado**, recuerdo las tres ediciones anteriores. La publicación fue muy bien recibida por el estudiantado. Ha transcurrido más de una década desde el último tiraje pero todavía el público expresa interés por la obra, lo cual me enorgullece como autor y como petrolero. El éxito de **El Pozo Ilustrado** se debe a la colaboración y al estímulo que recibí del personal de los diferentes departamentos de Lagoven S.A. para cumplir mi tarea.

En **Relaciones Públicas** (hoy Asuntos Públicos): Gabriel Paoli, Luis Moreno Gómez, Omar Vera López († 1985), Jesús Gómez Carpio († 1997), Gilberto Velarde, Fernando Delgado, Freddy Muziotti, José Gouveia, Berenice Gómez Tolosa, Marianne Marrero, Nohemí Rodríguez, Tiberio Nava, Federico J. Ledezma, Carmen de León, Blanca Aguilar y Anny Alves, quienes de una u otra manera, siempre estuvieron dispuestos a brindarme sus aportes para producir los textos.

En **Diagramación**: Raúl Mella, Oswaldo Gavidia, Manuel Fernández y Julio Castillo, pacientemente, una y otra vez, pusieron a prueba su determinación por lograr una diagramación atractiva, tanto para los fascículos y el formato en libro.

1. Glosarios Intevep: **Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo** (Inglés/Español/Inglés), Julieta Sánchez Chapellín, 1987; **Procesos de Refinación y Petroquímica**, I y II, 1990, María Eugenia Franceschi y Mercedes Robles. **Léxico de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos**, Efraín E. Barberii y Mercedes Robles, CEPET, 1994. En preparación (1997) en Intevep: **Terminología de la Estratigrafía en la IPPCN** y **Biodegradación de Crudos**, ambos por Tamara Montero.

En **Geología**: Orlando Méndez, Hernán J. León, Carlos E. Key, Ludovico R. Nicklas, Marianto Castro Mora, Virgil Winkler y Claus Graf Hubner comentaron e hicieron magníficas sugerencias sobre las Ciencias de la Tierra aplicadas a las tareas de exploración, perforación y producción e indicaron la utilización de ciertas ilustraciones.

En **Producción**: César Camacho, Alcides Marcano, Buenaventura Chávez, Douglas Parra, León Mandel, Marden Vásquez, Mauricio Tedeschi y Joaquín Tredinick revisaron cifras de producción, comentaron sobre las diferentes maneras de terminar un pozo, prácticas y normas de producción y manejo del yacimiento.

En **Planificación**: Oscar Mazzei y José M. Benzo contribuyeron con valiosísima información y explicaciones sobre la planificación de las metas y actividades de la empresa vis-a-vis las expectativas de los negocios.

En **Coordinación y Suministro**: Gonzalo Castillo, Rusell Nelson, William Glendening B. († 1983), Anita Vivanco y Eduardo Castro contribuyeron al resumen de las importantísimas actividades requeridas diariamente para despachar y/o recibir ingentes volúmenes de crudos y/o productos.

En **Refinación**: Humberto Vidal nos ilustró acerca de las disciplinas científicas y tecnológicas que se aplican en las actividades de refinación y procesamiento de crudos y la manufactura de productos; leyó el capítulo y formuló importantes observaciones.

En **Petroquímica**: Raúl Labrador, Aldo Coruzzi y Marcia Rodríguez, todos de Pequiven, colaboraron en revisar y sugerir cambios/adiciones al texto del capítulo, lo cual resultó en mayor cobertura de la empresa y su franca recuperación económica.

En **Mercadeo Nacional**: Carlos J. Ramírez, Edgar Conde, José A. Fernández, Luis E. Alemán, Raúl Palumbo y Raúl Miquilarena mencionaron la nueva Ley de Hidrocarburos de 1943 y la terminación de la Segunda Guerra Mundial, 1939-1945, hechos que impulsaron la construcción de grandes refinerías en el país, lo cual promovió el consumo interno de productos.

En **Mercadeo Internacional**: Juan Carlos Gómez y Vicente Llatas leyeron el texto y las cifras sobre las exportaciones de crudos/productos venezolanos e hicieron magníficas sugerencias sobre las ilustraciones que debían incluirse.

En **Recursos Humanos**: Gustavo Quintini y José Enrique Ramírez explicaron los lineamientos que se estaban desarrollando en las relaciones empresa/empleado/empresa y cómo se proyectaba la expansión de las actividades de la empresa y los recursos humanos necesarios para el futuro.

En **Infraestructura y Desarrollo**: César Quintini explicó los factores que determinaban la infraestructura y el desarrollo de la empresa para desenvolverse en los años por venir.

En la **Biblioteca Técnica**: María D. de Prats, Gisela Hidalgo, Silvia Irureta y Felicia Guevara fueron siempre muy atentas y diligentes en la búsqueda de referencias y/o material ilustrativo solicitados.

Además, en aquella oportunidad, para escribir el Fascículo 10, “La Gente del Petróleo”, conté con la ayuda y reminiscencias de Luis Serrano, sobre la creación de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Oriente. Sobre la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Central me ilustraron Santiago Vera Izquierdo, José Martorano y Humberto Peñaloza. Abel Monsalve Casado mencionó las experiencias del primer grupo formado por él y otros cinco ingenieros civiles venezolanos, que en 1930 fueron enviados a Estados Unidos por el Ministerio de Fomento a especializarse en técnicas petroleras. Monsalve

y Martorano me informaron sobre la organización e inicio, 1930, de la Oficina Técnica de Hidrocarburos y sus respectivas jurisdicciones y nombres de funcionarios.

Las relaciones que tuve con todas las personas mencionadas me enseñaron mucho. La experiencia fue tan valiosa que me ha servido y animado durante la preparación de los textos para esta cuarta edición. El recuerdo que hoy hago de sus aportes es manifiesta expresión de mi reiterado agradecimiento para todos ellos.

Para ahondar en los adelantos técnicos y operacionales de la industria en estos últimos tres quinquenios, las siguientes publicaciones son fuentes valiosísimas de información: Oil and Gas Journal, World Oil, Petroleum Engineer, Journal of Petroleum Technology, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers (A.I.M.E. Transactions), y las publicaciones venezolanas Mene, Petroleum, Zumaque, Petróleo y otros Datos Estadísticos (PODE, Ministerio de Energía y Minas), Informe Anual de Petróleos de Venezuela S.A. y los de sus empresas filiales, y los servicios del Centro de Información y Documentación Integral (CIDI) del CIED.

En esta oportunidad deseo extender mi reconocimiento a la Junta Directiva del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), en las personas de su presidente Fernando Puig R. y sus directores Luis Cedeño, Valdis Millers, Nelson Ríos y Armando Izquierdo, como también a Lombardo Paredes, ex presidente, y Enrique Vásquez, ex director, por encargarme la grata responsabilidad de preparar esta nueva edición. A Luis E. Giusti, presidente de Petróleos de Venezuela S.A., mi agradecimiento por honrarme con prologar esta obra y expresarse tan afectuosamente acerca de mi persona y mi trayectoria profesional.

Al CIDI, en las personas de Rosario Pérez, Zoraida Rodríguez y Julieta Sánchez Chapellín, por la búsqueda y obtención de material referencial solicitado. A Mercedes Robles, por sus atinadas observaciones sobre redacción y estilo. A Asuntos Públicos de Petróleos de Venezuela y sus filiales por los aportes de material ilustrativo. Al personal de Caligraphy Editores C.A. y especialmente a Berenice Gómez Tolosa, conocedora del contenido original de los fascículos y coordinadora editorial de las primeras tres ediciones y ahora de esta cuarta a la que ha puesto singular esmero, muy especialmente en la preparación de los índices.

A Varathorn Bookaman y Coromoto De Abreu, de la Gerencia de Diseño y Certificación del CIED, mis expresiones de reconocimiento por el magnífico montaje de la obra en CD-ROM.

Finalmente, a mi secretaria Lucy Cardona de Rivas, gracias por tanta paciencia y por su experiencia y eficaz colaboración durante la transcripción, revisión y copias, una y otra vez, de todo el texto.

Efraín E. Barberii

Caracas, febrero de 1998

Sin autores no hay libros,
sin libros no hay ciencias,
sin amor propio nadie escribe,
aunque mucho se haya escrito
siempre hay algo sobre qué escribir.

Simón Rodríguez

(tomado del prólogo de su obra *Sociedades Americanas*, 1ª edición, 1834)

Capítulo 1

¿Qué es el Petróleo?

Indice

Introducción

La etimología de la palabra **petróleo**, **petro**=roca y **oleum**=aceite, gramaticalmente significa **aceite de roca**. Si este aceite se analiza para verificar su constitución química-orgánica, por contener el elemento carbono (C) en sus moléculas, se encontrará una extensa variedad de compuestos formados con el hidrógeno (H) denominados **hidrocarburos**. Los hidrocarburos son gaseosos, líquidos, semisólidos y sólidos, como aparecen en sitios de la superficie terrestre, o gaseosos y líquidos en las formaciones geológicas en el subsuelo.



Fig. 1-1A. La presencia de burbujas de gas y la iridiscencia y fluidez del petróleo indican que el **mene** está activo. Desde las entrañas de la Tierra, por fisuras, grietas y fallas de las formaciones, los hidrocarburos llegan a la superficie.

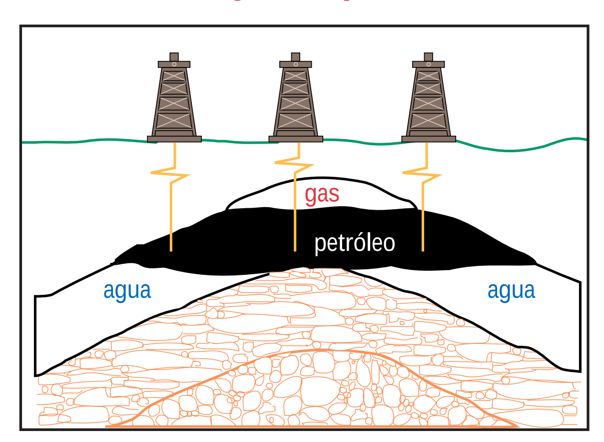


Fig. 1-1B. Mediante las actividades de **exploración** y **perforación** la industria petrolera estudia la corteza terrestre y el subsuelo para buscar, ubicar, cuantificar y producir yacimientos de gas y/o petróleo con fines comerciales.

Desde el principio, las emanaciones de hidrocarburos se designaron con nombres del idioma vernáculo donde aparecían. La Sagrada Biblia contiene referencias al petróleo en su forma más cruda y se le menciona como brea, asfalto o aceite de piedra. Ejemplos Génesis: VI-14, XI-3, XIV-10; Job: XXIX-6; Deuteronomio: XXXII-13:13; 2; Macabeo I (19-22). Muchas emanaciones fueron o son todavía extensas. En las riberas del mar Muerto eran tan abundantes que los romanos lo designaron **Lacus Asfaltitus**. Bien conocidos son los depósitos de asfalto ubicados en la isla de Trinidad y el lago venezolano de asfalto de Guanoco, en el estado Sucre. A las emanaciones petrolíferas las llamaron los egipcios **mumiya** (árabe), es decir, betún para embalsamar. Los persas le decían **mum**, lo que identificó a la palabra momia con el asfalto o betún.

Los indios precolombinos mexicanos las llamaban **chapapoteras,** y de allí **chapapote** para nombrar el petróleo. Los colonos de los hoy Estados Unidos las denominaron **seepages**. Los incas **copey**. Aquí en Venezuela, **mene**, que dio origen posteriormente a nombres de campos petroleros como **Mene Grande**, en el estado Zulia, y **Mene Mauroa**, en el estado Falcón.

Puede decirse que, en mayor o menor escala, en muy variados sitios de la Tierra existen emanaciones o rezumaderos que atrajeron la atención de los exploradores en busca de posibles acumulaciones petrolíferas comerciales.

Los recientes adelantos científicos y tecnológicos empleados en exploraciones costafuera han permitido detectar emanaciones petrolíferas en el fondo de los mares. Tal es el caso de hallazgos hechos frente a las costas de California en el océano Pacífico y en las de Louisiana y Texas en el golfo de México.



Fig. 1-2. Es de presumirse que nuestros indios aprovecharon las emanaciones petrolíferas **(menes)** para utilizar el petróleo, la brea, betún o asfalto en diferentes actividades de su vida cotidiana. Probablemente, el gran almirante Cristóbal Colón se percató de la existencia de los rezumaderos de petróleo durante su recorrido, agosto de 1498, por las costas del golfo de Paria y el delta del Orinoco.

I. Origen

Desde los comienzos de la explotación del petróleo (1859) como negocio internacional integrado, los geólogos, químicos e ingenieros han dedicado tiempo a estudiar e investigar los elementos y procesos responsables del origen, constitución, características, peculiaridades de desplazamiento, acumulación y entrampamiento de los hidrocarburos en las cuencas sedimentarias. Durante casi catorce décadas de estudios científicos, técnicos y de campo se ha acumulado una valiosa y extensa información sobre las teorías y diferentes aspectos del origen del petróleo. Los esfuerzos continúan en pos de esta interminable tarea que cada día anima más el espíritu del investigador.

Teorías inorgánicas

Según estas teorías, el petróleo se forma por reacciones netamente químicas, es decir, sin la intervención de agentes vegetales y/o animales. Entre estas teorías se mencionan como principales:

La teoría del carburo

Se fundamentó en experimentos de laboratorio mediante los cuales carburos de calcio, hierro y varios otros elementos en la presencia del agua producían hidrocarburos.

Se presumía que la existencia subterránea de grandes cantidades de calcio, hierro, aluminio y otros elementos producirían carburos a grandes profundidades al entrar en contacto con el agua caliente, y que a través de las grietas de la tierra los compuestos de hidrocarburos así formados llegaban a la superficie en forma de gas y/o líquido.

Esta teoría tuvo, o tiene, sus más acendrados defensores entre los químicos pero no es aceptada por la gran mayoría de los geólogos.

La teoría a base de carbonato de calcio, sulfato de calcio y agua caliente

Algunos investigadores propusieron esta teoría apoyados en la idea de que los dos compuestos $Ca\ CO_3$ y $Ca\ SO_4 \cdot 2\ (H_2O)$, de gran abundancia y asociación en la naturaleza, eran capaces de producir los constituyentes del petróleo en la presencia de agua caliente. Por medio de esta teoría no se pudo explicar convincentemente el proceso químico propuesto.

Teorías orgánicas

Las teorías orgánicas se basan en la participación de residuos vegetales o de animales en el proceso químico bacteriano o de descomposición.

Hay científicos que proponen que la formación del petróleo es de origen animal y otros que su origen es vegetal. Sin embargo, se ha concluido que puede ser uno u otro o quizás los dos combinados.

En síntesis, las teorías orgánicas contienen las siguientes argumentaciones:

La teoría vegetal

Bajo esta clasificación aparecen varias fuentes que se indican como contribuyentes a la formación del petróleo. La inmensa abundancia de algas y otras plantas marinas en la costas, mares y océanos representa suficiente material para formar petróleo si se procesan adecuadamente.

Además, partiendo de la formación del carbón, se ha concebido que las **plantas terrestres** son tan abundantes en las bahías cerradas, lagunas y pantanos, que tienen todos los ingredientes para transformarse en petróleo, bajo condiciones adecuadas de deposición y enterramiento de sus restos, a presión y temperatura durante el tiempo geológico necesario. Aunque la mayoría de los depósitos petrolíferos se encuentran en estratos marinos, también hay depósitos que se forman en sedimentos acumulados en aguas salobres.

También han sido consideradas las **plantas diatomeas** como fuente del origen y formación del petróleo. Estas son algas unicelulares que viven en el mar, en agua dulce o en tierra húmeda en cantidades asombrosas. Su abundante presencia en muchos estratos lutíticos bituminosos de las edades geológicas sugiere que estos organismos microscópicos tienen parte en el origen del petróleo.

La teoría del carbón

Por experimentos de laboratorio se ha determinado que por destilación de tipos de carbón lignítico y bituminoso se obtienen hidrocarburos equivalentes a los componentes del petróleo. De estos experimentos se ha formulado la idea de que resultados similares se obtienen en la naturaleza cuando grandes volúmenes de carbón son sometidos a presiones y temperaturas adecuadas.

Esta teoría tiene un buen grado de validez si se considera que en muchos campos petrolíferos del mundo existen estratos de car-

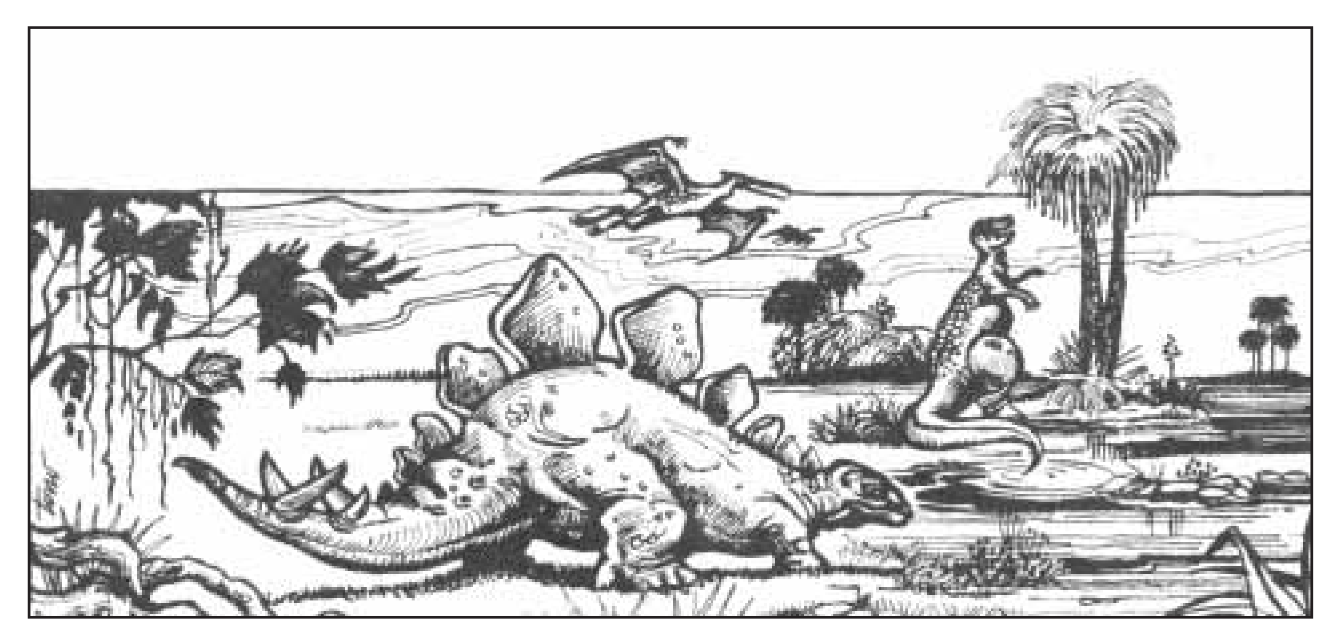


Fig. 1-3. De los estudios e investigaciones sobre el origen de los hidrocarburos se derivaron las teorías inorgánicas y orgánicas. La descomposición y la transformación de restos de vida animal y vegetal, depositados y enterrados durante los tiempos geológicos milenarios, bajo la acción de la sedimentación y compactación de los estratos, sometidos además a presión y temperatura en el subsuelo, a determinadas profundidades, son todos factores que contribuyeron a la generación del gas natural y/o petróleo (hidrocarburos).

bón. Sin embargo, nada tajante puede establecerse de estas observaciones.

Información de campo

En la búsqueda de los ingredientes y condiciones que contribuyen al origen y formación del petróleo, son muy reveladores los estudios e información que, a través de los años, los estudiosos de la materia han obtenido de las muestras de ripio o núcleos de los estratos geológicos penetrados durante la perforación, de las lutitas o arenas petrolíferas a cielo abierto, o de los afloramientos de estratos en muchas partes del mundo.

En primer término, se ha concluido que la descomposición de la materia animal y/o vegetal, depositada y enterrada en los estratos geológicos, sufre alteraciones por la acción de bacterias, de la presión y de la temperatura.

El material grasoso y ceroso (kerógeno) que se deriva de la descomposición de plantas y animales puede ser fuente de la generación de acumulaciones petrolíferas en los estratos sedimentarios. Estratos de lutita, ricos en kerógeno, se encuentran en muchas partes del mundo. Este aspecto apunta que las lutitas ciertamente pueden ser fuente principal del origen de la formación del petróleo.

Generalmente, todas las rocas de las formaciones de los campos petroleros contienen fósiles. Estudios de microscopía de estas rocas señalan una gran abundancia de plancton, es decir, animales y plantas que flotan o nadan en el mar.

Las huellas del pasado

Entre las ramas del saber con que cuentan los petroleros dedicados a las Ciencias de la Tierra, la Paleontología cubre el estudio de los restos fósiles de animales y plantas y enseña acerca de la vida pasada durante los períodos geológicos y, por ende, sobre la



Fig. 1-4. La presencia de mantos de carbón en la columna geológica sirve de referencia para las correlaciones entre pozos, entre áreas y posiblemente mayores extensiones. La muestra fue extraída de la formación Marcelina (Eoceno-Paleoceno), a la profundidad de 3.262 metros, distrito Perijá, estado Zulia, pozo Alturitas-10.

evolución cronológica de la historia geológica de la Tierra. Por tanto, es una materia esencial para descifrar la evolución de la vida animal/vegetal en las cuencas sedimentarias e interpretar las circunstancias y episodios geológicos conducentes a la presencia o falta de acumulaciones petrolíferas.

Generación del petróleo en la naturaleza

El famoso geólogo e investigador estadounidense Parker Davies Trask ofrece un interesante ejercicio numérico acerca de la generación del petróleo en las formaciones geológicas, tomando como base datos de laboratorio acerca del contenido del material orgánico en lutitas (para este ejemplo se usan unidades métricas). Si una lutita contiene 2 % de materia orgánica y 5 % de esa materia, se transforma en petróleo; entonces el porcentaje convertido es igual a: 0,02 x 0,05 = 0,001 o una milésima parte (1/1.000).

Si se considera un bloque de sedimentos de una hectárea de extensión y un metro de espesor, el volumen es de 10.000 m^3 de sedimentos.

Si la densidad de estos sedimentos es de 2,1 entonces el peso del bloque será:

$$10.000 \times 2,1 \times 1.000 = 21.000.000 \text{ kilos}$$

Pero como el peso del bloque está representado por 1/1.000 partes de petróleo, entonces el bloque tiene 21.000 kilos de petróleo.

Si ese petróleo (por ejemplo, tipo Boscán) pesa 0,86 kilos por litro, equivalente a un petróleo de 11,4 °API, entonces el bloque contiene:

$$\frac{21.000}{0,86} = 24.418,6 \text{ litros } (24,4186 \text{ m}^3)$$

Extendiendo este ejemplo a mayores dimensiones, como si fuese una concesión



Fig. 1-5. Los cortes en las carreteras (A) son buenos sitios para observar la inclinación y el rumbo de los estratos que forma la corteza terrestre, como también afloramientos y discontinuidad de las formaciones (B).



por la que existe interés comercial, y sea el caso de un área de 10.000 hectáreas y 100 metros de espesor, entonces el volumen de petróleo contenido **in situ** es muy apreciable.

$$10.000 \times 100 \times 24,4186 = 24.418.600 \text{ m}^3$$
(153.585.000 barriles)

Es muy importante la expresión **in situ** (en sitio) porque no todo el volumen de hidrocarburos contenido en la formación o yacimiento puede ser producido. El volumen extraíble dependerá de otros factores, tales como: la porosidad, que expresa porcentualmente el volumen del espacio disponible para almacenar hidrocarburos; el porcentaje de saturación de petróleo (también de gas y agua) existente en el yacimiento; la presión original



Fig. 1-6. La presencia o impresiones de fósiles en las muestras de las rocas sirven para tener idea del ambiente geológico correspondiente y de la edad de las formaciones. (A) representa una **ammonoidea** muy abundante en el Paleozoico Superior, menos abundante en el Jurásico y se extinguió al final del Cretáceo. (B) los peces aparecieron en el período Devoniano que duró 350 millones de años durante la era del Paleozoico.



en el yacimiento y la presión de burbujeo del gas disuelto en el petróleo; los contactos gas natural-petróleo-agua en el yacimiento; la permeabilidad de la roca, con respecto al gas, petróleo y agua; las relaciones de producción gas/petróleo, petróleo/agua; las características y propiedades del gas natural y del petróleo producibles; la evolución del tipo de empuje natural de extracción o mecanismo inducido que impele a los hidrocarburos en el yacimiento a fluir hacia el pozo y hacia la superficie (empuje por gas natural, por gas disuelto, por agua, o por gravedad o por combinación de éstos) o por bombeo mecánico o inyección de fluidos; proyección del comportamiento del yacimiento durante las etapas primaria, secundaria y terciaria de producción respecto a las perspectivas económicas (ingresos netos) y comercialización de las reservas probadas de hidrocarburos en el yacimiento.

II. Composición Química del Petróleo

Genéricamente hablando, la palabra **petróleo** se emplea para designar cada uno de los compuestos químicos **líquidos** resultantes de la combinación del carbono (C) con el hidrógeno (H), Tabla 1-1.

En la industria petrolera, la palabra **hidrocarburos** abarca estos compuestos en sus cuatro estados: gaseoso, líquido, semisólido y sólido.

En la naturaleza hay acumulaciones que son puro gas. El gas puede ser seco o húmedo, según la impregnación de hidrocarburos líquidos que contenga. En estado líquido se presentan los petróleos livianos, medianos y pesados. Sin embargo, algunos petróleos pesados y extrapesados son líquidos o semilíquidos en el yacimiento, debido a la temperatura. Estos petróleos tienden a ser semisólidos, o sea de muy poca fluidez o alta viscosidad en la superficie.

En las emanaciones o **menes**, debido al enfriamiento, al contacto con el aire, a la acción del sol y de las aguas, los hidrocarburos más livianos se evaporan paulatinamente y el petróleo se torna semisólido o sólido, según la severidad de la acción de los elementos del ambiente.

Estas combinaciones de carbono e hidrógeno en su forma natural (petróleo, petróleo crudo, o crudos) son sometidas a procesos de transformación (refinación) que rinden centenares de derivados (productos).

Una extensa gama de estos productos tiene un alto contenido de hidrógeno y son líquidos a temperaturas ambientales y también son susceptibles a la vaporización. Ciertos productos, mezclados con aire, forman carburantes (ejemplo: las gasolinas para el parque automotor) cuyo poder calorífico promedio es de 10.555 kilocalorías/kilo (19.000 BTU/libra).

El alto poder calorífico de los carburantes se debe al hidrógeno, cuyo poder es de 28.886 kilocalorías/kilo (52.000 BTU/libra), por una parte, y por la otra al carbono cuyo poder calorífico de combustión es de 8.055 kilocalorías/kilo (14.000 BTU/libra).

Es muy interesante, física-químicamente hablando, cómo estos dos elementos, uno gas y el otro sólido, se combinan en la naturaleza para formar tan extensa variedad de





Fig. 1-7. Los núcleos extraídos de las formaciones revelan características de la composición de las rocas y del petróleo dentro de sus poros.

hidrocarburos. Además, aparte de los elementos radiactivos, estos dos tienen más poder calorífico individual de combustión directa que el resto de los elementos.

Si se quisiera utilizar el hidrógeno solo como carburante para aprovechar su alto poder calorífico de combustión (por ejemplo, en un automóvil), la intención se frustraría por lo siguiente: el tanque o la bolsa requerida para depositar el hidrógeno equivalente a un litro de gasolina sería casi la tercera parte del tamaño del carro. El hidrógeno puede ser comprimido pero se necesita un cilindro (tanque) muy fuerte, cuya construcción requeriría, aproximadamente, 275 kilos de acero por cada kilo de hidrógeno.

Si se quisiera utilizar el carbono solo como combustible en una máquina de combustión interna, también habría obstáculos: es sólido y no puede ser vaporizado apreciablemente sino a temperaturas por encima de 3.482 °C (6.300 °F).

Notará el lector el uso del Sistema Métrico y el Sistema Angloamericano. Esto se debe a que, por razones obvias, internacionalmente la industria petrolera maneja ambos sistemas, según las exigencias. Además, la fuente preponderante de publicaciones petroleras la constituye los Estados Unidos de América.

Maravillosas combinaciones de carbono e hidrógeno

Antes de que se hicieran los primeros intentos (1859) por establecer formalmente la industria petrolera, promotores estadounidenses solicitaron al profesor Benjamin Silliman hijo, del Colegio Yale, que hiciese (1855) el primer análisis de destilación de petróleo crudo para apreciar las posibilidades comerciales y perspectivas de utilización de los derivados.

Los resultados, observaciones y recomendaciones del profesor Silliman fueron tan halagadores que sus clientes desplegaron los mejores esfuerzos para convertirse en los iniciadores de lo que es hoy la industria petrolera.

Aquí en Venezuela, como dato interesante, la Secretaría de Estado del Despacho de Hacienda y Relaciones Exteriores envió al doctor José María Vargas, el 17 de septiembre de 1839, una muestra de asfalto de Pedernales, Cantón del Bajo Orinoco, para que la examinase. El 3 de octubre de 1839, el doctor Vargas contestó a dicha solicitud explicando las apariencias y características físicas de la muestra y los usos de la materia en la conservación de maderas, preparación de barnices, como cemento impermeable en la construcción y otras aplicaciones. El doctor Vargas se manifestó muy halagado por lo que el asfalto como riqueza podría representar para el país y urgió al gobierno a cerciorarse de las modalidades de su aparición, estado, extensión y otros detalles. Consideró que se trataba de una riqueza que con creces sobrepasaba muchas otras del país.

De esa fecha acá, en universidades, en laboratorios privados y en la industria se ha proseguido con la investigación y el análisis científico y tecnológico aplicado de las miles de combinaciones maravillosas que se producen por estos dos elementos en la constitución de los hidrocarburos. Muchos investigadores y autores estiman que más de 3.000 compuestos del carbono y el hidrógeno pueden existir en el petróleo. Por tanto, la química petrolera todavía representa un extenso campo de estudio e investigación.

La Tabla 1-1 muestra los hidrocarburos individuales de mayor ocurrencia en los diferentes tipos de petróleos, cubiertos por esas seis series. Sin embargo, en las otras doce series no esquematizadas (C_nH_{2n-8}; C_nH_{2n-10}; C_nH_{2n-12} hasta C_nH_{2n-32}) algunos hidrocarburos individuales aparecen rarísimas veces y eso en muy pequeñas cantidades.

Características físicas y químicas del petróleo

Todos los petróleos: livianos, medianos, pesados y extrapesados, generalmente llamados crudos en la jerga diaria petrolera, tienen características y propiedades físicas y químicas que a la vista sirven para distinguir y apreciar unos de otros. Otras características tienen que ser determinadas por análisis de laboratorio.

Color

Generalmente se piensa que todos los crudos son de color negro, lo cual ha dado origen a cierta sinonimia y calificativos: "oro negro", "más negro que petróleo crudo". Sin embargo, por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extrapesados son negros casi en su totalidad. Crudos con altísimo contenido de cera son livianos y de color amarillo; por la noche al bajar bastante la temperatura tienden a solidificarse notablemente y durante el día, cuando arrecia el sol, muestran cierto hervor en el tanque. El crudo más liviano o **condensado** llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda.

Olor

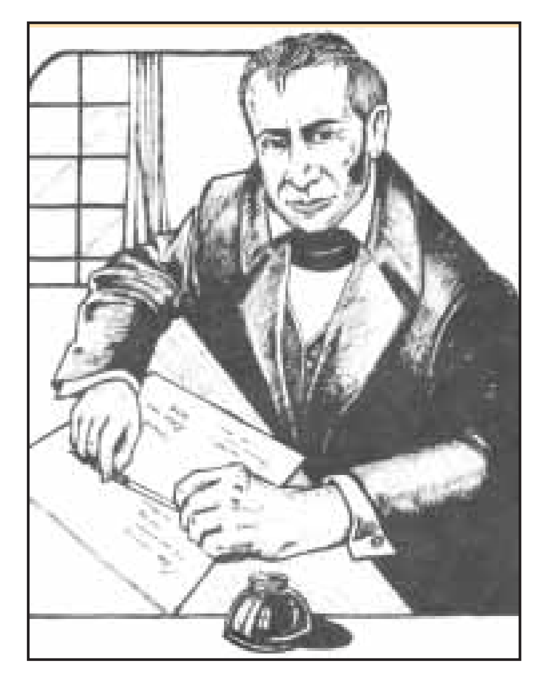
El olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, del querosén u otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor fuerte y hasta repugnante, como huevo podrido. Si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos.

Para atestiguar la buena o rancia calidad de los crudos es común en la industria designarlos como **dulces** o **agrios**. Esta clasificación tiene un significado determinante entre petroleros vendedores y compradores de crudos porque inmediatamente enfoca ciertas características fundamentales del tipo de petróleo objeto de posible negociación.

Densidad

Los crudos pueden pesar menos que el agua (livianos y medianos) o tanto o más que el agua (pesados y extrapesados). De allí que la densidad pueda tener un valor de 0,75 a 1,1. Estos dos rangos equivalen a 57,2 y -3 °API.

La densidad, la gravedad específica o los grados API (API es la abreviatura de **American Petroleum Institute**) denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La industria petrolera internacional adoptó hace ya más de setenta años la fórmula elaborada por el API el 4 de mayo de 1922, la cual consiste en la modificación de las dos fórmulas que llevan el nombre del químico francés



El doctor José María Vargas, médico, nació en La Guaira el 10 de marzo de 1786. Científico, catedrático, escritor. Rector de la Universidad Central de Venezuela, 1827-1830. Presidente de la República, 1835-1836, pero renunció irrevocablemente. Luego se dedicó exclusivamente a la educación. Viajó a Estados Unidos en 1853, y murió en Nueva York el 13 de junio de 1854. Sus restos fueron traídos al Panteón Nacional en 1877.

Antoine Baumé (†1804), usadas para comparar la densidad de líquidos más livianos o más pesados que el agua. Las dos fórmulas Baumé son:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{140}{130 + n}$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{145}{145 - n}$$

En las que n representa la lectura en grados indicada por el hidrómetro Baumé inmerso en el líquido, cuya temperatura debe ser 15,5 °C. Por ejemplo, si se sustituye n=10 en la primera ecuación se obtendrá que la gravedad específica =1 corresponde a la del agua; en la segunda ecuación se obtiene gravedad específica = 1,07 mayor que la del agua.

La ecuación general del API es como sigue:

$$\underset{[\text{a } 60°\text{F}, (15{,}5°\text{C})]}{\text{Gravedad específica}} = \frac{141{,}5}{131{,}5 + °\text{API}}$$

$$°\text{API} = \frac{141{,}5}{\text{Gravedad específica}} - 131{,}5$$

El hidrómetro API se basa en la densidad o gravedad específica de los crudos con respecto al agua. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua.

La clasificación de crudos por rango de gravedad °API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, a 15,5 ° (60 °F) es como sigue:

Extrapesados, menos de	16 °
Pesados, menos de	21,9 °
Medianos	22,0 - 29,9 °
Livianos	30 ° - y más

Los líquidos condensados son producto de condensación de un vapor o del gas natural. En el yacimiento la substancia puede existir en estado gaseoso y su gravedad puede ser bastante alta. Al respecto, la definición conjunta de los ministerios de Hacienda y de Energía y Minas, sobre **petróleos crudos condensados naturales**, indica lo siguiente: “Se consideran petróleos crudos condensados naturales aquellos hidrocarburos líquidos bajo condiciones atmosféricas, que se caracterizan por estar en estado gaseoso bajo las condiciones originales del yacimiento y no ser obtenidos por procesos de absorción, adsorción, compresión, refrigeración o combinación de tales procesos y que tienen una gravedad mayor de 40,9 °API a 15,56 °C (60 °F)”. (Fuente: Gaceta Oficial de la República de Venezuela, Año XCIX - Mes III. Caracas: martes 28 de diciembre de 1971, Número 29.695, p. 222.117).

En las negociaciones de compraventa, intercambio, reconstitución y mezcla de crudos, el precio del metro cúbico o del barril de crudo está atado a la escala de gravedad °API correspondiente. La décima de gravedad (°API) se paga aplicando la fracción de precio que corresponda, según la calidad del crudo.



Fig. 1-8. En el laboratorio, profesionales en diferentes especialidades científicas y tecnológicas se dedican a la evaluación cualitativa y cuantitativa de las diferentes características de los crudos para determinar su rendimiento de productos mediante procesos de comercialización en las diferentes plantas de procesos químicos, petroquímicos, refinación y manufactura.

Sabor

El sabor de un crudo es una propiedad que se torna importante cuando el contenido de sal es bastante alto. Esta circunstancia requiere que el crudo sea tratado adecuadamente en las instalaciones de producción del campo para ajustarle la sal al mínimo (gramos por metro cúbico) aceptable por compradores y las refinerías.

Indice de refracción

Medido con un refractómetro, los hidrocarburos acusan valores de 1,39 a 1,49. Se define como la relación de la velocidad de la luz al pasar de uno a otro cuerpo.

Coeficiente de expansión

Varía ente 0,00036 y 0,00096. (Temperatura, °C por volumen).

Punto de ebullición

No es constante. Debido a sus constituyentes varía algo menos que la temperatura atmosférica hasta la temperatura igual o por encima de 300 °C.

Punto de congelación

Varía desde 15,5 °C hasta la temperatura de -45 °C. Depende de las propiedades y características de cada crudo o derivado. Este factor es de importancia al considerar el transporte de los hidrocarburos y las estaciones, principalmente el invierno y las tierras gélidas.

Punto de deflagración

Varía desde -12 °C hasta 110 °C. Reacción vigorosa que produce calor acompañado de llamas y/o chispas.

Punto de quema

Varía desde 2 °C hasta 155 °C.

Poder calorífico

Puede ser entre 8.500 a 11.350 calorías/gramo. En BTU/libra puede ser de 15.350 a 22.000. (BTU es la Unidad Térmica Británica).

Calor específico

Varía entre 0,40 y 0,52. El promedio de la mayoría de los crudos es de 0,45. Es la relación de la cantidad de calor requerida para elevar su temperatura un grado respecto a la requerida para elevar un grado la temperatura de igual volumen o masa de agua.

Calor latente de vaporización

Para la mayoría de los hidrocarburos parafínicos y metilenos acusa entre 70 a 90 kilocalorías/kilogramo o 130 a 160 BTU/libra.

Viscosidad

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. El **poise** o **centipoise** (0,01 **poise**) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo.

La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener 0,2 hasta más de 1.000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados.

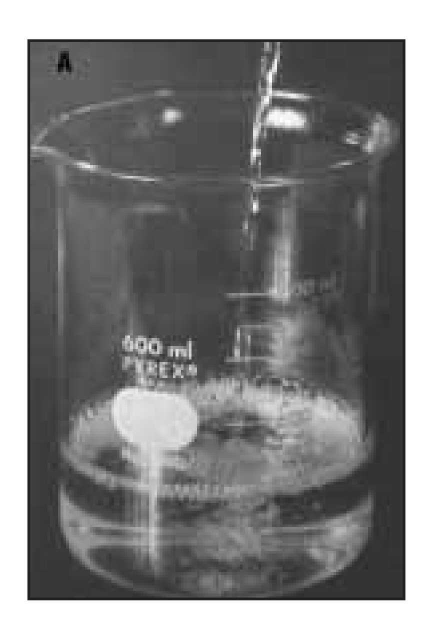




Fig. 1-9. (A) petróleo muy liviano que muestra la facilidad con que fluye y la calidad de su transparencia. (B) petróleo muy pesado cuya fluidez es casi imperceptible y de transparencia nula.

Viscosidad relativa es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es 1,002 centipoise.

Viscosidad cinemática es equivalente a la viscosidad expresada en centipoises dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa en Stokes o Centistokes.

Viscosidad Universal Saybolt representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.

III. Rendimiento de los Crudos

El valor definitivo de los crudos está representado por el rendimiento y clase de productos que se obtengan a través de los procesos de refinación y/o petroquímica (Fig. 1-10). Todo crudo es útil. Cada crudo puede ser procesado, para obtener determinados derivados, pero habrá un derivado preponderante que constituirá la esencia de su calidad como materia prima y su precio, según el mercado.

Los crudos venezolanos dan una extensa serie de derivados: gasolinas, naftas, querosén, combustibles pesados, combustibles diesel y gasóleo, lubricantes, asfaltos, turbo fuel, parafinas, gas de refinería, coque, azufre y ciertos metales, como níquel y vanadio que se encuentran en los crudos pesados y extrapesados.

La Tabla 1-2 presenta ejemplos de análisis de crudos venezolanos que muestran sus características y contenido. Estos ejemplos tienen el propósito de llamar la atención sobre ciertos factores y sus correlaciones con otros. Por ejemplo: la gravedad °API vs. % de azufre, vs. viscosidad. ¿Qué puede obtenerse de la comparación de otros factores entre sí?

Sobre análisis de crudos es importante tomar en cuenta la fecha cuando se hizo, debido a que si es de fecha muy remota quizá no representa la realidad actual de las características del crudo. Con el tiempo, a medida que los yacimientos se agotan, ciertas características pueden cambiar debido a la extracción del petróleo y/o la aplicación de métodos secundarios o terciarios de explotación económica. Por tanto, lo que se acostumbra es tener un análisis reciente. En las refinerías, los crudos son analizados periódicamente en el laboratorio para mantener un registro de sus carac-

terísticas y rendimiento y también para cotejar el funcionamiento y eficiencia de los procesos/plantas a escala comercial.

El factor de caracterización, según Watson, Nelson y Murphy (Tabla 1-2) se define así:

$$K = \frac{\sqrt[3]{T_B}}{S}$$

en la que:

T_B representa el promedio del punto de ebullición (°F absolutos) molal y S la gravedad específica a 60 °F. Esta fórmula tiene la particularidad de aplicación múltiple ya que todos los factores que contiene (numerador y denominador), punto de ebullición y gravedad específica, son aplicables a todos los crudos y sus propios derivados. Por tanto, en los laboratorios y en las refinerías se utiliza para hacer evaluaciones, comparaciones y correlaciones.

La Figura 1-10 es una presentación muy sencilla y esquemática de los procesos que, bajo presión y temperatura mediante diferentes etapas, producen determinados tipos de derivados que sirven para usos domésticos y/o industriales. En próximos capítulos se cubren ampliamente aspectos técnicos y operacionales básicos sobre la producción y transformación de los hidrocarburos en sustancias comerciales útiles.

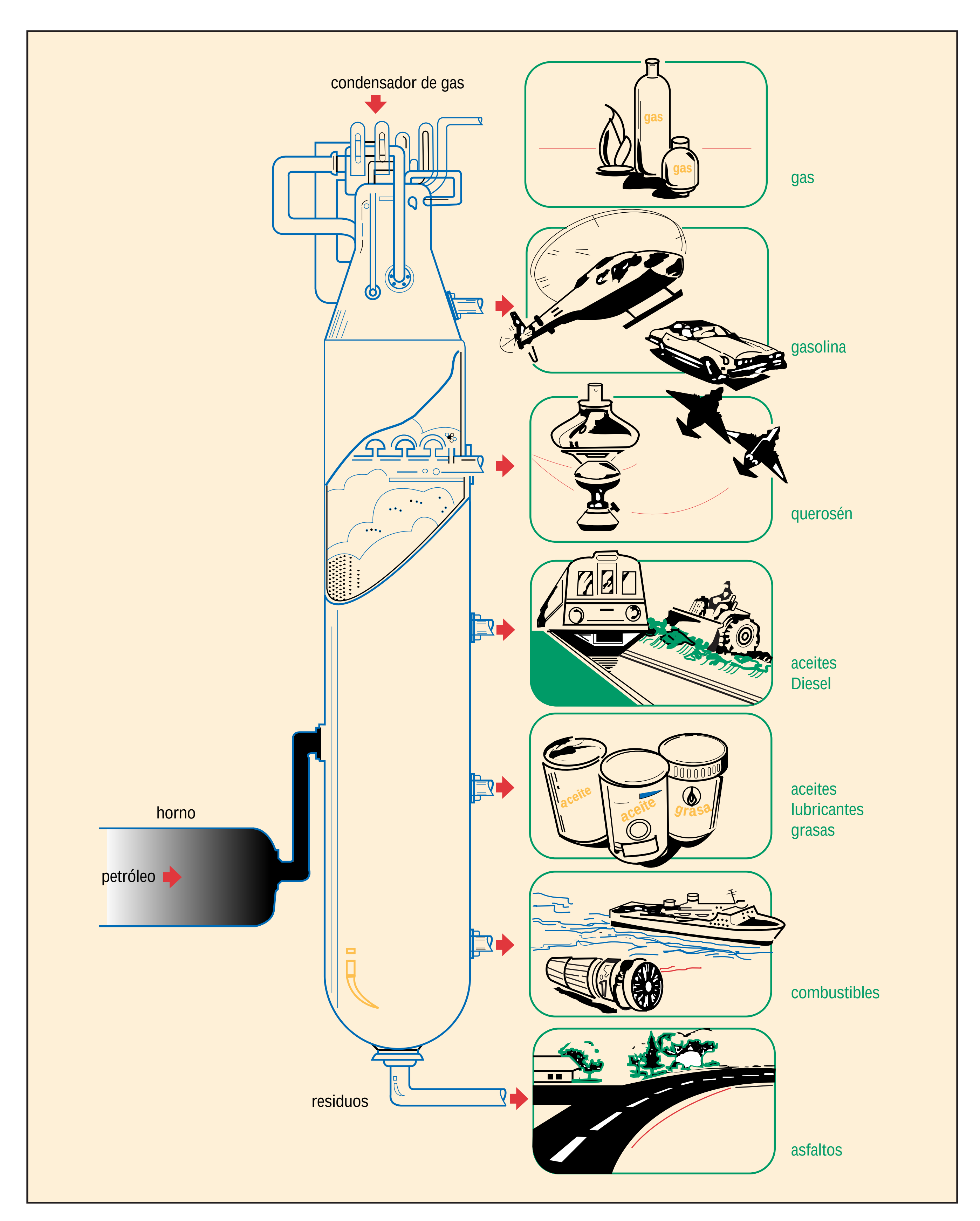


Fig. 1-10. Torre de destilación.

Tabla 1-1. Composición química de los hidrocarburos

Nombre y fórmula del grupo de series	Nombre	Fórmula	Estado	Notas
Parafinas C_nH_{2n+2}	METANO	CH_4	Gas	Estos hidrocarburos pueden subdividirse aún más en cierto número de la serie isómera: parafinas primarias, secundarias y terciarias, que aunque tienen igual porcentaje de composición, difieren en propiedades físicas debido a las diferencias de arreglos atómicos internos en sus moléculas. Esta serie está presente prácticamente en todos los petróleos pero es preponderante en los de “base parafínica”. Los componentes más livianos de la serie -gases y líquidos- están generalmente asociados con petróleos de base asfáltica. Los gases arrastran vapores de la forma líquida todo el tiempo. El gas natural está compuesto exclusivamente de los hidrocarburos más livianos (gases) de esta serie. Los hidrocarburos de esta serie contienen el más alto porcentaje de hidrógeno y son los más estables.
	ETANO	C_2H_6	Gas	
	PROPANO	C_3H_8	Gas	
	BUTANO	C_4H_{10}	Gas	
	PENTANO	C_5H_{12}	Líquido	
	HEXANO	C_6H_{14}	Líquido	
	HEPTANO	C_7H_{16}	Líquido	
	OCTANO	C_8H_{18}	Líquido	
	a			
	HEXADECANO	$C_{16}H_{34}$	Líquido	
	HEXAOCTANO	$C_{18}H_{38}$	Sólido	
	EICOSANO	$C_{20}H_{42}$	Sólido	
	a			
	PENTATRICONTANO	$C_{35}H_{72}$	Sólido	
Olefinas C_nH_{2n}:	ETILENO	C_2H_4	Gas	Estos hidrocarburos son relativamente de poca saturación y constituyen la llamada cadena de “anillos abiertos”. Incluyen varias series independientes, diferentes en características físicas y químicas, aunque son idénticas en su porcentaje de composición. Una de ellas, la serie de las olefinas, es relativamente inestable.
	PROPILENO	C_3H_6	Gas	
Polimetilenos	BUTILENO	C_4H_8	Gas	
$(C_nH_{2n})_x$	AMILENO	C_5H_{10}	Líquido	
(Originalmente	HEXILENO	C_6H_{12}	Líquido	
llamados naftenos)	EICOSILENO	$C_{20}H_{40}$	Líquido	
	CEROLENO	$C_{27}H_{54}$	Sólido	
	MOLENO	$C_{30}H_{60}$	Sólido	
Acetilenos C_nH_{2n-2}		$C_{12}H_{22}$		Los de rango inferior de esta serie no se han encontrado en el petróleo. Pero los de rango superior son característicos de muchos crudos.
		$C_{14}H_{26}$		
		$C_{16}H_{30}$		
		$C_{19}H_{36}$		
		$C_{21}H_{40}$		
		$C_{22}H_{42}$		
		$C_{24}H_{46}$		
Tarpenos C_nH_{2n-4}		$C_{23}H_{42}$		Los compuestos superiores de esta serie se encuentran generalmente en pequeñas cantidades en todos los crudos de alta densidad.
		$C_{24}H_{44}$		
		$C_{25}H_{46}$		
Bencenos C_nH_{2n-6}	BENCENO	C_6H_6		Se encuentran en pequeñas cantidades en todos los petróleos.
(Hidrocarburos	TOLUENO	C_7H_8		
aromáticos)	XILENO	C_8H_{10}		
	CUMENO	C_9H_{12}		
	CIMENO, etc.	$C_{10}H_{14}$		

Tabla 1-2. Los crudos venezolanos

Los siguientes ejemplos de análisis de crudos venezolanos dan idea de sus características, contenido y rendimiento.

Nombre Estado	Boscán Zulia	Boscán Zulia	Lagunillas Zulia	Guara Anzoátegui	Ruiz Guárico	Pirital Monagas	Sta. Rosa Anzoátegui
Origen del dato	Richmond	Richmond	Mene G.	Fomento	Atlantic	Fomento	Fomento
Gravedad °API	9,5	10,1	18,0	24,5	29,6	33,2	45,0
% azufre	5,25	5,48	2,06	1,5	0,90	0,80	0,10
Visc. SSU a 100 °F	-	90.000	1.000	188	52	49,3	34,0
Fecha	3-3-48	1956	1942-45	30-11-42	1957	1945	1942
Factor de caracterización							
a 250 °F	12,20	11,75	11,27	11,70	11,59	11,85	11,65
a 450 °F	11,60	11,38	11,40	11,50	11,66	11,65	11,65
a 550 °F	11,40	11,30	-	11,50	11,69	11,65	11,75
a 750 °F	11,40	11,35	-	11,60	11,88	11,90	12,35
Promedio	11,65	11,40	-	11,57	11,70	11,76	11,83
Base	I	IN	-	I	I	I	IP
Pérdida %	-	-	0	-	0,5	0,9	1,0
Gasolina							
% a 300 °F	1,6	1,8	4,0	15,0	11,0	18,7	37,8
Claro N° de octanaje	-	-	71,0	66,0	62,0	64,0	68,0
N° oct. 3cc TEL	-	-	86,3	84,0	81,0	82,0	85,0
% a 400 °F	3,8	4,0	9,2	24,5	20,5	27,1	49,0
Claro N° de octanaje	42,0	57,7	65,5	61,0	53,0	55,0	62,0
N° oct. 3cc TEL	66,0	66,6	81,90	80,0	74,0	78,0	80,0
% a 450 °F	5,2	5,7	11,20	29,6	26,5	32,4	53,3
Calidad	-	-	buena	buena	-	buena	excelente
Resid. reform. O.N.	85,2	89,0	96,0	89,5	88,0	84,0	87,0
	Boscán	**Boscán**	**Lagunillas**	**Guara**	**Ruiz**	**Pirital**	**Sta. Rosa**
Material de propulsión							
% a 550 °F	10,0	10,7	19,0	38,0	40,0	44,0	64,3
Gravedad °API	44,5	35,6	-	42,5	40,0	47,7	55,7
Calidad	-	-	-	buena	buena	buena	buena
Querosén destilado							
% 375-500 °F							
Gravedad °API	39,2	34,5	36,2	37,7	38,7	39,9	39,9
Punto de humo	19,2	15,0	15,7	16,7	18,0	18,6	18,6
% de azufre	3,0	3,0	alto	0,27	0,12	0,14	bajo
Calidad	-	-	-	-	-	regular	buena
Dest. o combustible Diesel							
% 400-700 °F	16,0	16,5	29,6	24,9	40,0	32,7	27,0
Indice Diesel	26,0	31,0	-	47,0	51,0	52,0	53,0
Punto de fluidez	-35,0	-15,0	-	-10	17,0	10,0	5,0
% de azufre	3,3	4,4	1,03	0,72	0,43	0,50	0,10
Calidad	-	-	-	buena	-	buena	excelente
Material desint. (Diesel)							
% 400-900 °F	28,8	30,3	47,0	47,0	60,0	53,0	42,0
N° de octanaje (Térmico)	73,0	73,0	-	71,4	69,4	69,2	66,2
Gravedad °API	21,0	23,7	-	27,7	29,1	28,0	31,8
Calidad (térmico)	-	-	-	buena	buena	buena	-
Calidad (catalítico)	-	-	-	-	buena	buena	excelente
Material desint. (residuo)							
% arriba 550 °F	90,0	89,0	81,0	62,0	59,0	55,1	34,7
Gravedad °API	6,5	7,5	-	15,3	22,6	22,3	30,0
°API com. desintegrado	-	-	-	4,9	5,9	6,2	10,4
% de gasolina (en abastec.)	-	-	-	36,5	49,5	48,5	58,5
% de gasolina (en crudo)	-	-	-	22,6	29,4	26,8	20,3
Lubricantes destil. (descerados)							
% 700-900 °F	12,8	13,8	17,4	22,1	20,0	20,3	15,0
Punto de fluidez	55,0	60,0	-	-10,0	105,0	95,0	12,0
Indice de viscosidad	25,0	50,0	-	43,0	85,0	80,0	135,0
% de azufre	4,3	4,7	1,95	1,65	0,98	1,0	0,20
Residuo % más 900 °F	67,4	65,7	43,8	28,0	18,0	19,0	8,0
Calidad de asfalto	excelente	excelente	excelente	buena	-	-	-

Referencias Bibliográficas

1. AALUND, Leo R.: "Guide to Export Crudes for the ´80s", 13 artículos, en: **Oil and Gas Journal**, 11-4-1983 al 19-12-1983.

2. BARBERII, Efraín E.: **Petróleo Aquí y Allá**, Monte Avila Editores, Caracas, 1976.

3. FAIRBRIDGE, RHODES W.; JABLONSKI, David: **The Encyclopedia of Paleontology**, Dowdew, Hutchinson & Ross, Inc., Stroudsburg, Pennsylvania, 1979.

4. FRICK, Thomas C.; TAYLOR, William R.: **Reservoir Engineering**, Vol. II, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1962.

5. FUNDACION POLAR, **Diccionario de Historia de Venezuela**, Doctor José María Vargas, Caracas, 1988, pp. 838-841.

6. HAGER, Dorsey: **Practical Oil Geology**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1951.

7. Ministerio de Energía y Minas: **Petróleo y Otros Datos Estadísticos**, Caracas, 1979.

8. MOORE, Carl A.: "The occurrence of oil in sedimentary basins", Parts 1 and 2, en: **World Oil**, January 1969, p. 69; February 1969, p. 46.

9. NELSON, Wilbur L.: **Petroleum Refinery Engineering**, fourth edition, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1958.

10. NELSON, W.L.; THERY FOMBONA, G.; NORIEGA SALAZAR, D.: **Petróleos Crudos de Venezuela y Otros Países**, segunda edición, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Caracas, 1959.

11. **Oil and Gas Journal**: "Heavy Crudes Seen as Target for Resid Processes", 7-1-1980.

12. PRATT WALLACE, E.; GOOD, Dorothy: **World Geography of Petroleum**, American Geographical Society, Special Publication N° 31, Princeton University Press, 1950.

13. TRASK, Parker Davies: **Origin and Environment of Source Sediments of Petroleum**, Gulf Publishing Co., Houston, 1932.

14. UREN, Lester C.: **Petroleum Production Engineering Development**, fourth edition, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1956.

15. WHEELER, Robert R.; WHITE, Maurine: **Oil-From Prospect to Pipeline**, Gulf Publishing Co., Houston, 1958.

16. WILSON, Robert E.; ROBERTS, J.K.: **Petroleum and Natural Gas; Uses and Possible Replacements**, Anniversary Volume, Seventy-Five Years of Progress in the Mineral Industry, AIME, New York, 1947.

Capítulo 2

Exploración



Indice

I. Los Comienzos

Desde tiempos inmemoriales las gentes utilizaron los rezumaderos de hidrocarburos como fuentes de aprovisionamiento para varios menesteres. El gas incendiado en el mismo sitio de su aparición sirvió para alumbrar en muchos lugares de la Tierra. El primer gasducto, hecho de troncos huecos de madera, para llevar gas a Fredonia, estado de Nueva York, se construyó en 1825. El petróleo se utilizó para alumbrado por antorcheros; para calafatear embarcaciones; como impermeabilizante; como cemento o pega en las construcciones y hasta en aplicaciones medicinales.

Siglos atrás, los chinos desarrollaron métodos y experticia para hacer pozos en busca de sal y de agua. Sin embargo, se da como punto de partida del esfuerzo por establecer la industria petrolera comercial y formal, el pozo terminado como productor el 28 de agosto de 1859 por el coronel Edwin L. Drake. Este pozo, ubicado en las inmediaciones del pueblo de Titusville, condado de Crawford, estado de Pennsylvania, llegó a la profundidad de 21,2 metros y por bombeo produjo 25 barriles diarios. Para esa fecha el precio del crudo era de $16 por barril.



Fig. 2-2. Reproducción del primer pozo que dio inicio a la industria petrolera en Titusville, Pennsylvania, el 28 de agosto de 1859, perforado por Edwin L. Drake.

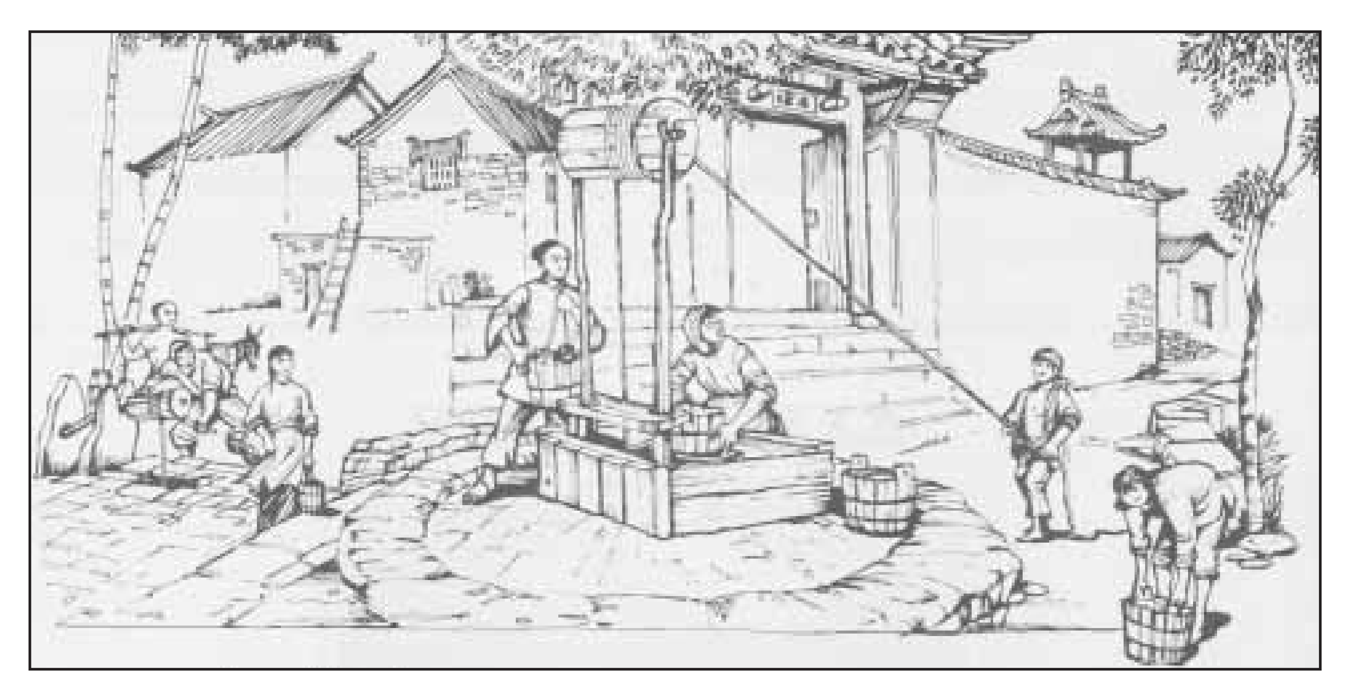


Fig. 2-1. Desde tiempos inmemoriales, los chinos abrieron pozos en busca de sal y agua, pero el hallazgo de estratos petrolíferos someros perturbaba sus intenciones.

El primer esfuerzo exploratorio formal compensó las gestiones de la Pennsylvania Rock Oil Company, empresa creada el 30 de diciembre de 1854 para perforar y buscar petróleo en Pennsylvania, a cargo de su superintendente de operaciones Edwin L. Drake.

En los comienzos de la industria, las técnicas de exploración para ubicar los pozos se basaban en la creencia general de que el petróleo seguía el curso de las aguas. Por tanto, valles y lechos de riachuelos y ríos eran sitios favoritos para perforar.

La harta frecuencia con que se logró el descubrimiento de yacimientos petrolíferos, ubicando pozos por las señas de reflejos irisados de petróleo que flotaban sobre el agua, influyó mucho en el ánimo de los primeros exploradores para no valerse desde un principio de la aplicación de conocimientos y técnicas geológicas disponibles.

La teoría anticlinal

El auge exploratorio con taladro que se perfilaba en Pennsylvania a principios de 1860 se vio fortalecido por la audacia de algunos exploradores que con éxito ubicaron sus pozos en sitios más altos y cimas de colinas.

En 1860 el profesor canadiense Henry D. Rogers hizo observaciones sobre la posición estructural del pozo terminado por Drake. En 1861 otro canadiense, T. Sterry Hunt, presentó amplios y claros conceptos sobre la teoría anticlinal.

El anticlinal es un pliegue arqueado de rocas estratificadas cuyos estratos se inclinan en direcciones opuestas desde la cresta o eje del pliegue para formar una estructura domal o bóveda.

Durante la década de 1860, y a medida que los pozos se hacían más profundos y el ritmo de las actividades de exploración se intensificaba en la cuenca de las montañas de Apalache, se empezó a complicar la interpretación de muestras de los sedimentos extraídos de los pozos, la correlación entre pozos y la determinación de factores que permitiesen tener mayor control sobre el pozo mismo y sus objetivos.

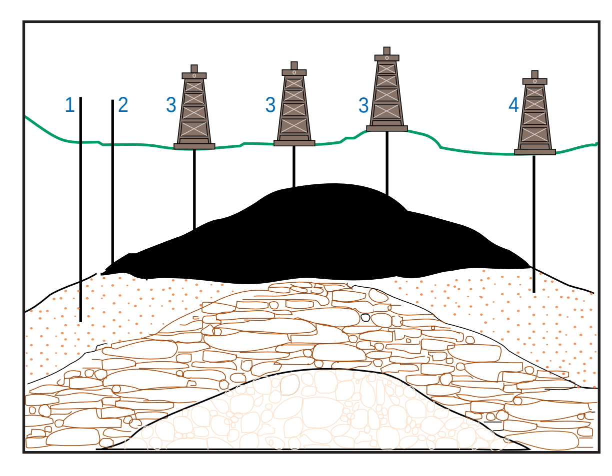


Fig. 2-3. Anticlinal: 1) Acuífero. 2) Contacto agua-petróleo. 3) Pozos terminados. 4) Pozo productor de agua.

Como se trabajaba y aplicaban conocimientos prácticos sobre la marcha, los estudiosos y expertos empezaron a ofrecer sus conocimientos y servicios. La teoría anticlinal rindió sus frutos al revelar las razones de los éxitos de la perforación en tierras altas.

Geología aplicada

Como parte de las Ciencias de la Tierra, la Geología de Superficie fue la primera utilizada para ayudar a la naciente industria a interpretar las manifestaciones e indicaciones de la naturaleza sobre las posibilidades de encontrar depósitos petrolíferos.

Por observaciones y estudios de la topografía del área se asentaban los rasgos remanentes de la erosión; el afloramiento de estratos y sus características; el curso y lecho de los ríos; la apariencia y tipos de rocas; descripción de fósiles recogidos; aspecto y variedad de la vegetación; rezumaderos petrolíferos y todo un sinnúmero de detalles que finalmente aparecían en láminas y mapas del informe de evaluación, preparado para los interesados.

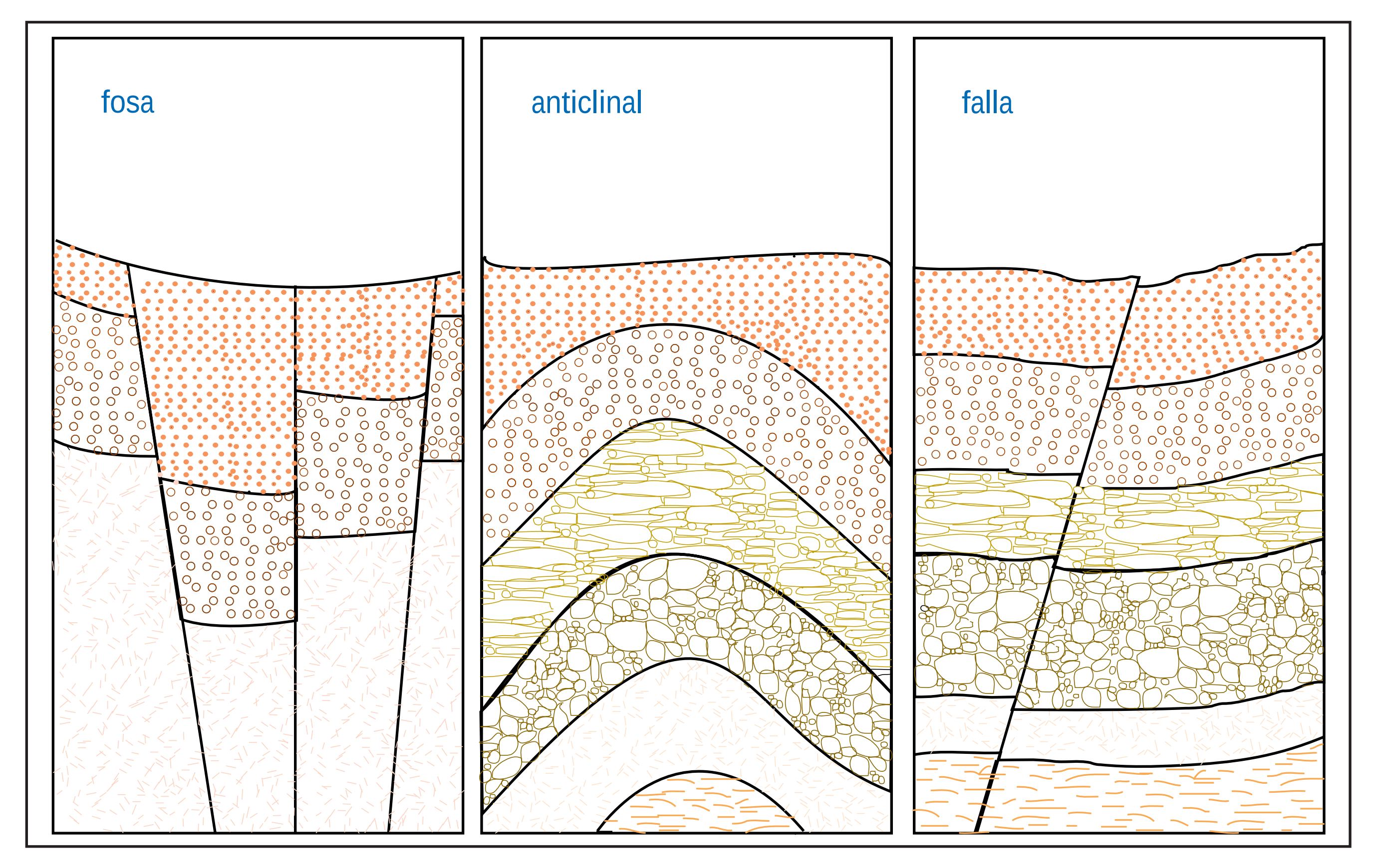


Fig. 2-4. Las fuerzas de la dinámica terrestre que perturban los estratos originan una variedad de accidentes geológicos (fosas, anticlinales, sinclinales, fallas, discordancias, etc.) y trampas que favorecen la retención de las acumulaciones petrolíferas.

Toda esta información, aunada a la que se recogía de la perforación, servía entonces para correlacionar el suelo con el subsuelo y aplicar así conocimientos para proyectar futuras operaciones.

Al correr de los años se expandió la aplicación de las diferentes ramas de la Geología a la exploración para esclarecer las incógnitas del subsuelo. Entraron a formar parte de las herramientas del explorador las geologías Física, Histórica y Estructural; la Paleontología, la Palinología, la Petrografía, la Geomorfología, la Mineralogía, la Sedimentología y la Estratigrafía.

Durante el resto del siglo XIX, las geologías de Superficie y de Subsuelo sirvieron extensamente al explorador para la proyección de estudios locales y regionales en búsqueda de nuevos depósitos. De toda la información recopilada y estudios realizados, se llegó a apreciar cuánto podía saberse entonces acerca del subsuelo. Faltaba todavía la aplicación de otros métodos y conocimientos científicos que antes de la perforación ofreciesen al explorador información anticipada acerca de las formaciones, su distribución, posición, profundidad, espesor y otros detalles que ayudarían a programar con más certeza las campañas de exploración.

Esta técnica complementaria -Geofísica, representada por la Gravimetría, la Magnetometría y la Reflexión Sísmica- se desarrollaría muchos años más tarde, como también otras que se aplicaron bastante después -Fotogeología Aérea, Geoquímica y más recientemente, a partir de la década de los sesenta, la Computación y la Sismografía Digitalizada. Todas estas técnicas son ahora más efectivas,

gracias a mejores procedimientos de adquisición, procesamiento e interpretación de datos, los cuales son transmitidos con asombrosa velocidad y nitidez de un sitio a otro mediante modernos sistemas de comunicación: satélites, televisión, fax, celular, télex e impresoras con una increíble capacidad y selección de tipografía a color.



Fig. 2-5. Durante los estudios geológicos de campo, la mensura del terreno es parte importante de los levantamientos. En las exploraciones geológicas de superficie, cada pedazo de roca es para el geólogo fuente de información insustituible de la historia geológica de los sitios observados.

II. Configuración de los Yacimientos Petrolíferos

De toda la información y experiencia obtenida de la perforación de pozos en los primeros años de la industria, se empezó a catalogar la forma o configuración estructural de las formaciones y estratos geológicos que conforman el depósito natural o yacimiento petrolífero.

La estructura anticlinal empezó a entenderse en todos sus aspectos y detalles de simetría o asimetría. La conformación domal de las estructuras que aparecieron sirvió para estudiar y apreciar las dimensiones, inclinación de los flancos y formas de este tipo de configuración. Apareció el sinclinal, cuyos flancos convergen hacia la parte inferior o fondo de la estructura, con forma de un anticlinal invertido. Se detectaron domos salinos, que muestran acumulaciones petrolíferas en las formaciones sobre su tope y/o en los flancos. Discontinuidades en la secuencia de deposición de los estratos. Lentes de arenas petrolíferas enterrados en los estratos, por cuyas características forman trampas estratigráficas.

Muchas de estas trampas mostraron fallas, o sea cortes o deslizamientos en los estratos, debido a las fuerzas naturales actuantes que pliegan a los estratos. Estas fallas por su dirección, desplazamientos y constitución de los estratos, ejercen influencia sobre el confinamiento o la fuga del petróleo. Su magnitud puede ser grande, ocasionando discontinuidad apreciable del yacimiento, lo cual hace que en la zona de falla aparezca un área improductiva.

Características de las rocas petrolíferas

A medida que ante la vista de los expertos académicos y de operaciones de campo se dibujaba la penetración de la corteza terrestre por la barrena, se empezaron a entender las respuestas a muchas preguntas y también surgieron muchas que tendrían que esperar adelantos científicos y aplicaciones tecnológicas novedosas.

Se avanzó mucho en la apreciación sobre los agentes mecánicos y químicos responsables por el origen, desintegración y transporte de las rocas, sus características físicas y composición. Fueron identificados aspectos y agentes influyentes sobre la deposición de los sedimentos, su estratificación y compactación. Se empezó a apreciar la transformación de la materia orgánica vegetal y animal en hidrocarburos y las condiciones necesarias para

esa transformación: volumen de material orgánico, bajo las acciones de presión, temperatura y tiempo, su origen, estabilidad, desplazamiento y final atrampado del petróleo en su depósito o yacimiento natural definitivo.

Se constató que el petróleo proviene de formaciones o estratos de diferentes edades geológicas. Algunas formaciones de ciertas edades son improductivas y formaciones de otras edades muy prolíficas. En la Tabla 2-1, El tiempo geológico y la columna de las formaciones, se anotan sucesivamente incidentes fundamentales que marcan la evolución de nuestro planeta. Particularmente importante en el proceso evolutivo de la vida vegetal y animal durante todo el desarrollo del planeta Tierra. Respecto a los hidrocarburos, es interesante el hecho de que en varias partes del mundo, formaciones de la era Paleozoica han contribuido con significativas acumulaciones y volúmenes de producción de gas y petróleo, por ejemplo muchos yacimientos en los Estados Unidos. Aquí en Venezuela, los yacimientos de edad geológica más antigua y muy prolíficos son del Mesozoico, específicamente el período Cretácico. También son muy abundantes y extensos, tanto en el oriente como en el occidente de Venezuela, yacimientos de los períodos Eoceno, Oligoceno y Mioceno.

Rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias

La Tierra está compuesta de estas tres clases de rocas. Todas son de interés geológico y están comprendidas en todo estudio geológico general. El interés del explorador petrolero está centrado en las rocas sedimentarias.

Las ígneas son rocas formadas por el enfriamiento y solidificación de la masa ígnea en fusión en las entrañas de la Tierra. Son del tipo intrusivas o plutónicas y extrusivas o volcánicas. Son del tipo intrusivas, entre otras, el granito, la granodiorita y la sienita. Estas rocas tienen una estructura de tipo granítico muy bien definida. Entre las extrusivas o volcánicas, se cuentan las pómez, las bombas volcánicas, el lodo volcánico, la lava y la lapilli.

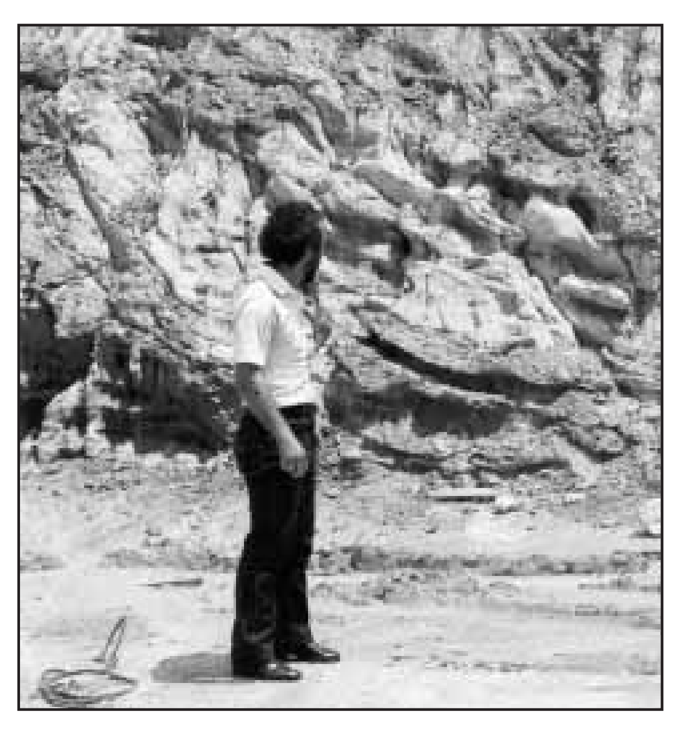


Fig. 2-6. La erosión, por el viento o las corrientes de agua, afecta la estabilidad de los estratos y cambia con el tiempo el aspecto del panorama terrestre. Observador geólogo Orlando Méndez.

Las rocas sedimentarias, por ejemplo, están representadas por gravas, conglomerados, arena, arenisca, arcilla, lutita, caliza, dolomita, yeso, anhidrita y sal gema. Estas rocas se derivan de las rocas ígneas y de las metamórficas por medio de la acción desintegradora de varios agentes como el viento, el agua, los cambios de temperatura, organismos, las corrientes de agua, las olas, y por acción de sustancias químicas disueltas en el agua.

En general, las rocas sedimentarias son las de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. Ellas constituyen las grandes cuencas donde se han descubierto los yacimientos y campos petrolíferos del mundo. Por su capacidad como almacenadoras y extensión geográfica y geológica como rocas productoras sobresalen las arenas, las areniscas, las calizas y dolomitas; aunque también constituyen fuen-

Tabla 2-1. El tiempo geológico y la columna de las formaciones

Eras	Períodos de tiempo Serie de rocas	Epocas de tiempo o serie de rocas	Tiempo aproximado en años desde el comienzo de cada una	Características físicas y biológicas
CENOZOICO	CUATERNARIO	RECIENTE	50.000	Desarrollo del hombre moderno.
		PLEISTOCENO	1.000.000	Capas de nieve cubren a Europa y a Norteamérica; aparición del hombre primitivo.
	TERCIARIO	PLIOCENO	12.000.000	Desarrollo de las plantas modernas y animales; formación de las montañas occidentales en Norteamérica.
		MIOCENO	30.000.000	Optimo desarrollo de los mamíferos gigantes; formación de montaña, que incluye a los Alpes, los Andes y los Himalayas.
		OLIGOCENO	10.000.000	Desarrollo de los mamíferos superiores.
		EOCENO Y PALEOCENO	60.000.000	Desarrollo y preeminencia de los mamíferos; aparición del caballo ancestral y de los simios.
MESOZOICO	CRETACICO		120.000.000	Extinción de los dinosaurios; desarrollo de los mamíferos primarios y de las plantas florales; aparición de estratos de creta (tiza).
	JURASICO		155.000.000	Aparición de los reptiles voladores y de los pájaros; predominio de los dinosaurios; aparición de los mamíferos; abundancia de árboles y plantas coníferas.
	TRIASICO		190.000.000	Aparición de los dinosaurios; predominio de los reptiles; aparición de las palmeras.
PALEOZOICO	PERMICO		215.000.000	Desarrollo de los reptiles; declinación de las grandes plantas del Carbonífero.
	CARBONIFERO (Pennsylvaniano Mississippiano)		300.000.000	Edad del carbón; formación de estratos carboníferos a partir de plantas exuberantes de lagunas y pantanos cálidos; aparición de árboles tipo helecho; aparición de las coníferas; abundancia de insectos; primera aparición de los reptiles; desarrollo de los anfibios.
	DEVONIANO		350.000.000	Edad de los peces; aparición de los anfibios primitivos; desarrollo de la vida vegetal en continentes secos.
	SILURIANO		390.000.000	Aparición de los escorpiones, primeros animales que viven en tierra firme; extensos arrecifes.
	ORDOVICIANO		480.000.000	Inundaciones y recesiones de mares poco profundos; deposición de caliza; plomo y zinc; abundancia de vida marina invertebrada; aparición de algunos primitivos invertebrados parecidos a los peces.
	CAMBRICO		550.000.000	Mares de poca profundidad cubren casi toda la Tierra; formación de las rocas sedimentarias; desarrollo de la vida invertebrada, incluso los braquiópodos, las esponjas, los trilobitos y los gasterópodos.
PRECAMBRICO	PROTOZOICO		1.200.000.000	Formación de montañas, depósitos de mineral de hierro, abundancia de algas que excretan cal; aparición de las esponjas.
	ARQUEOZOICO		2.000.000.000	Gran actividad volcánica; formación de rocas ígneas; aparición de algas microscópicas; probable presencia de vida protozoo.

tes de producción, en ciertas partes del mundo, las lutitas fracturadas, la arcosa, los neis, la serpentina y el basalto.

Las rocas metamórficas se forman de las ígneas y sedimentarias que sufren transformación por la acción del calor, por efectos de la presión o por acción química para producir rocas de composición similar pero de estructura, textura y proporciones mineralógicas diferentes. Por tanto, la caliza puede transformarse en mármol, la lutita en pizarra, la pizarra en esquistos, la arena cuarzosa en cuarcita o la arena arcósica en neis.

Propiedades físicas de las rocas

De la acumulación de datos teóricos y aplicaciones prácticas, tanto en el laboratorio como en trabajos de campo, se ha logrado catalogar una variedad de propiedades, de constantes y de relaciones acerca de las rocas que componen los estratos geológicos. Ejemplo:

• La aplicación de la sismología depende de la propagación de ondas, gracias a la elasticidad del medio donde se propagan. Por ejemplo, la velocidad longitudinal, en metros/seg de ondas en algunos tipos de rocas, puede ser variable debido a que las rocas no son perfectamente elásticas: aluvión: 300 - 610; arcillas, arcillas-arenosas: 1.830 - 2.440; lutitas: 1.830 - 3.960; arenisca: 2.400 - 3.960; caliza: 4.880 - 6.400; granitos: 5.030 - 5.950.

• La proporcionalidad (Ley de Hooke) que existe entre la fuerza (por unidad de área) que causa desplazamiento elástico y la fuerza (por unidad de longitud o por unidad de volumen) que causa deformación, es aplicable a los estratos. Por tanto, se puede indagar si los estratos resisten, se elongan, comprimen o deforman, según fuerzas de tensión, de compresión, de presión, de cimbra, de cizalla.

• Es importante conocer, además, el origen de las rocas, la edad geológica, su estructura, composición, granulometría, características externas, densidad, propiedades mecánicas y todo cuanto pueda abundar para interrelacionar mejor las deducciones geológicas y geofísicas que conduzcan en definitiva al descubrimiento de acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

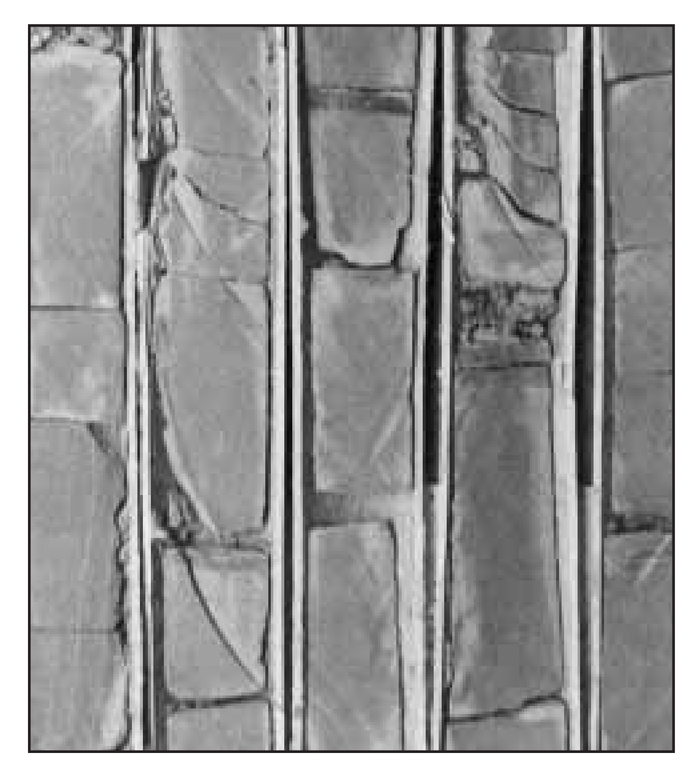


Fig. 2-7. Los núcleos sirven para obtener información geológica y petrofísica de inestimable valor en cuanto a evaluar las perspectivas de acumulaciones petrolíferas.

Capacidad de almacenamiento de las rocas

Cuando el pozo de Drake empezó a producir a bomba, la gente se formó la idea de que el petróleo se extraía de una corriente subterránea como la de un río. Aún hoy, ciertas personas piensan que es así.

La naciente industria llamó poderosamente la atención de los geólogos y profesionales afines, quienes acostumbrados a la minería de roca dura empezaban a presenciar el desarrollo de la exploración petrolera y a participar en la aplicación de sus conocimientos geológicos a este nuevo tipo de operaciones. Los retos eran bastantes y estimulantes.

Así como los antes nombrados Henry D. Rogers y T. Sterry Hunt, vocearon sus conceptos sobre la Teoría Anticlinal y su aplicación al pozo de Drake, Alexander Mitchel llamó la atención de los petroleros hacia la porosidad de los estratos, especialmente las arenas y areniscas, en el sentido de que el espacio creado por los granos en contacto era suficiente para almacenar grandes volúmenes de petróleo.

Este concepto de porosidad y volumen es básico en la estimación de reservas. Tiene sus fundamentos en la configuración de los granos, la manera como están en contacto, el material que los une, el volumen que representa esa masa y el espacio creado, el cual puede traducirse a números.

Por ejemplo, si se toma un envase cilíndrico cuya capacidad es de un litro, se puede llenar con un litro de líquido. Pero si se llena con arena de granos sueltos y más o menos uniformes, aparentemente se ha copado el volumen del envase. Sin embargo, si cuidadosamente se vierte agua u otro líquido sobre la arena hasta copar el envase, se verá que el líquido se ha depositado en los poros formados por los granos en contacto. Si el volumen de líquido vaciado fue de 150 cc, entonces el volumen real de los granos de arena representa 850 cc. Los dos equivalen al volumen total del envase, 1.000 cc.

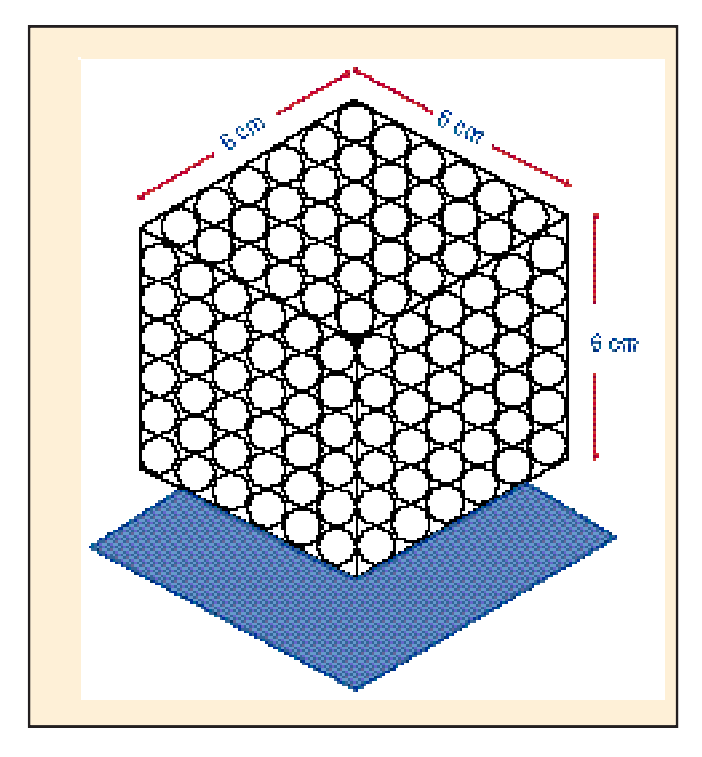


Fig. 2-8. Esta caja de 6 cm de lado contiene 216 esferas de 1 cm de diámetro cada una, apiladas una sobre otra. El volumen de la caja menos el volumen total de las esferas deja un espacio vacío que representa los poros creados por las esferas en contacto.

$$\text{Porosidad} = \frac{150}{1.000} = 0{,}15 = 15\%$$

Si el ejemplo fuese un envase de un metro cúbico (1.000 litros) lleno de esa arena y de la misma porosidad, entonces podría almacenar 1.000 x 0,15 = 150 litros.

Matemáticamente se puede demostrar que si los granos son perfectamente redondos (esferas) y están apilados rectangularmente uno sobre otro, esta configuración da la máxima porosidad de 47,64 %. Ejemplo:

Diámetro de la esfera: 1 cm

Número de esferas: 216

Volumen de la esfera: $r^3 \frac{4}{3} p$

Volumen total de esferas:

$$(0{,}5)^3 \text{ x } \frac{4}{3} \text{ p x } 216 = 113{,}1 \text{ cm}^3$$

Volumen de la caja = 6^3 = 216 cm^3

Volumen de poros = 216 - 113,1 = 102,9 cm^3

Porosidad = 102,9 / 216 = 0,476388 = 47,64%

De igual manera si las esferas se dispusieran en una configuración hexagonal se obtendría la porosidad mínima de 25,95 %.

En la práctica, debido a la forma de los granos, a la compactación, cementación que los une y a otros factores, la porosidad medida en laboratorio o por otros métodos analíticos de campo da una variedad de valores para determinado espesor de estrato, sección o formación. Sólo la recopilación de datos y estadísticas dan el valor promedio de porosidad, que es el empleado en la práctica para cómputos. La porosidad de las rocas petrolíferas puede acusar, generalmente, entre 10 y 25 %.

Medición de la porosidad

En el laboratorio se utilizan procedimientos e instrumentos, porosímetros, para medir la porosidad. Los núcleos de las formaciones o muestras del ripio que se obtienen en el curso de la perforación de un pozo son traídos al laboratorio, donde son debidamente identificados y catalogados para medirles el volumen total, el volumen que representan sus granos y el volumen de los poros. Mediante la aplicación de métodos analíticos se obtienen dos valores muy importantes: la porosidad total y la porosidad efectiva. La porosidad total permite apreciar la configuración irregular de los granos de las muestras y llegar a la determinación del volumen efectivo de poros, lo que se traduce en:

$$\text{Porosidad efectiva, \%} = \frac{\text{Volumen efectivo de poros}}{\text{Volumen total de la muestra}} \times 100$$

Más adelante veremos los adelantos en la medición directa y continua de ciertas características de las formaciones. Se utilizan instrumentos que dentro del hoyo y mediante las propiedades del fluido de perforación captan de abajo hacia arriba, a lo largo de toda la profundidad, el flujo de corrientes de fuerzas electromotivas que quedan plasmadas como curvas en un registro o perfil para luego ser interpretadas cualitativa y/o cuantitativamente para evaluar, en primer término, las posibilidades de producción de hidrocarburos de las formaciones. También hay registros o perfiles que permiten interpretar los resultados de trabajos que se hacen durante la perforación y la terminación del pozo o posteriormente en las tareas de limpieza, rehabilitación o reterminación del pozo en sus años de vida productiva hasta abandonarlo.

III. Métodos Geofísicos de Exploración

Los métodos y equipos geofísicos empezaron a formar parte de los recursos técnicos disponibles al explorador petrolero en la segunda década del siglo XX. Sus aplicaciones en la resolución de la posible presencia de estructuras favorables a la acumulación de petróleo en el subsuelo han servido para completar el aporte de los estudios geológicos regionales de superficie.

El gravímetro

El objetivo principal de los estudios de gravimetría es medir la atracción gravitacional que ejerce la Tierra sobre un cuerpo de masa determinada. Pero como la Tierra no es una esfera perfecta y no está en reposo ni es homogénea y tiene movimientos de rotación y de traslación, la fuerza de gravedad que ejerce no es constante.

Por tanto, las medidas gravimétricas en exploración son representación de anomalías en las que entran la densidad de los diferentes tipos de rocas: sedimentos no consolidados, areniscas, sal gema, calizas, granito, etc.

En representación esquemática, el instrumento consta de una masa metálica que, suspendida de un resorte supersensible, registra la elongación del resorte debido a la atracción producida por lo denso de la masa de las rocas subterráneas. Las medidas son anotadas y posteriormente se confeccionan mapas que representan la configuración lograda.

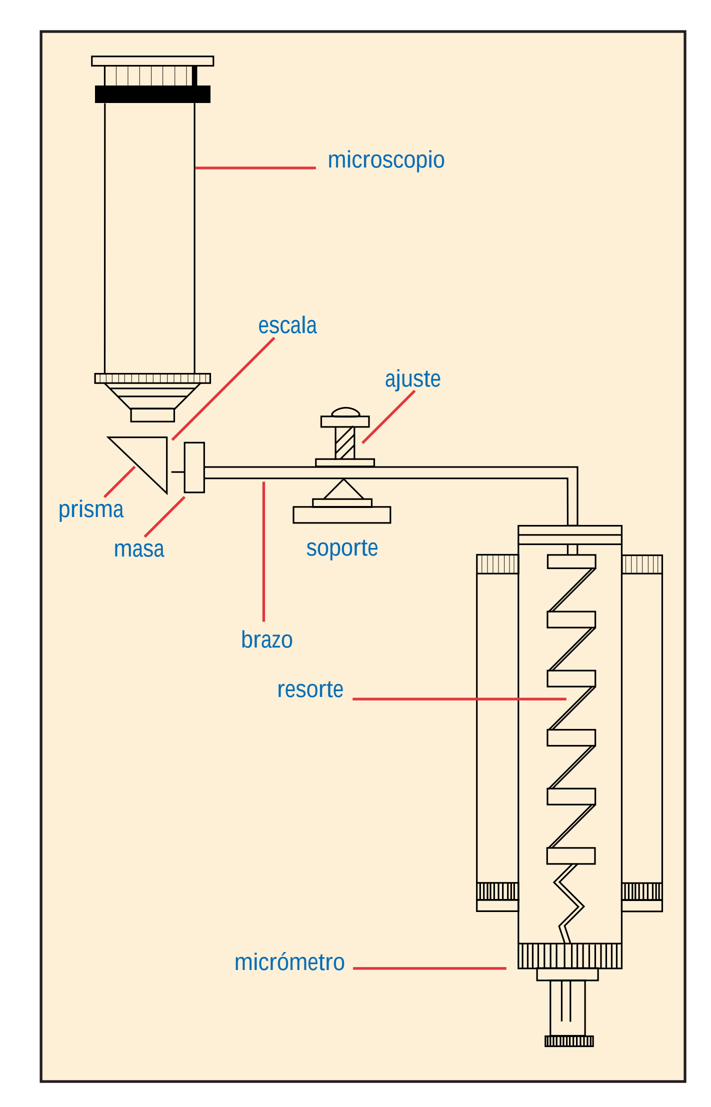


Fig. 2-9. Gravímetro Thyssen: disposición de sus elementos. El desplazamiento de la masa, por la atracción de la Tierra, se lee en la escala ubicada en el extremo de la masa.

La unidad gravimétrica terrestre, en honor a Galileo Galilei, es el GAL, y se expresa en cm/seg/seg o cm/seg^2. También puede ser expresado en submúltiplos como el miligal (10^{-3} GAL) o el microgal (10^{-6} GAL).

El gravímetro de los tipos de balanza de torsión y péndulo se empezó a utilizar en la industria petrolera a principios del siglo XX para la detección de domos salinos, fallas, intrusiones, estructuras del tipo anticlinal, rumbo y continuidad de las estructuras.

El magnetómetro

Aprovechando la fuerza de atracción que tiene el campo magnético de la Tierra, es posible medir esa fuerza por medio de aparatos especialmente construidos que portan magnetos o agujas magnéticas, magnetómetros, para detectar las propiedades magnéticas de las rocas.

La unidad de medida magnética es el Gauss, en honor al matemático alemán Karl Friedrich Gauss. En la práctica se usa la gamma, medida que es 100.000 veces menor que el Gauss. Un Gauss es equivalente a la fuerza necesaria de una dina para mantener una unidad magnética polar en posición en un punto definido.

El levantamiento magnetométrico se hace tomando medidas de gammas en sitios dispuestos sobre el terreno. Luego las medidas son indicadas en un mapa y los puntos de igual intensidad son unidos por curvas isogamas que representan la configuración y detalles detectados. El magnetómetro se ha utiliza-

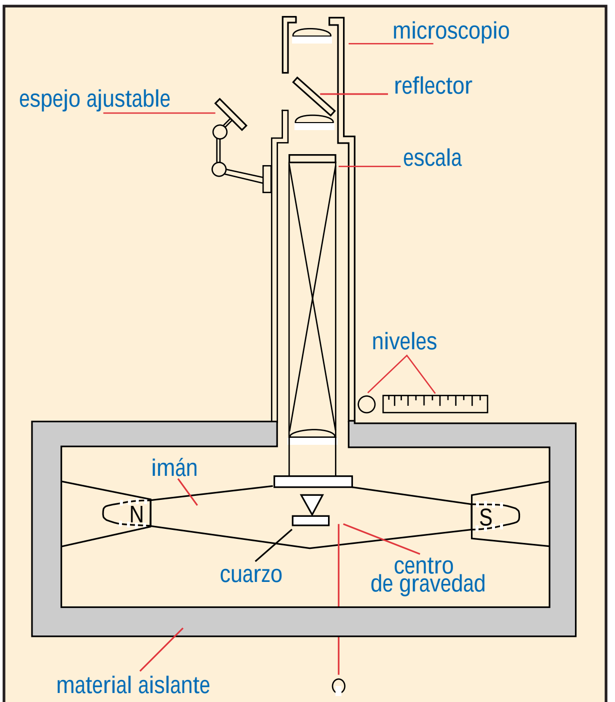


Fig. 2-10. Componentes básicos de un magnetómetro.

do ventajosamente para detectar estructuras, fallas e intrusiones.

Durante el proceso y desarrollo del equipo se ha logrado mucho perfeccionamiento en sus aplicaciones. El uso del magnetómetro aéreo ha facilitado la cobertura de grandes extensiones, mucho más rápidamente que el levantamiento hecho sobre el propio terreno. Además, la mensura magnetométrica aérea no es afectada por campos magnéticos creados por instalaciones de líneas eléctricas, oleoductos y gasductos y otras construcciones metálicas.

El sismógrafo

El sismógrafo es un aparato de variado diseño y construcción empleado para medir y registrar las vibraciones terrestres a niveles someros o profundos que puedan producirse por hechos naturales como temblores y terremotos o explosiones inducidas intencionalmente o por perturbaciones atmosféricas, como en el caso de disparos de artillería.

Su elemento principal consiste en un dispositivo muy bien balanceado y en suspensión que puede oscilar con gran sensibilidad bajo el impulso de vibraciones externas. En un extremo, el dispositivo lleva una plumilla que marca sobre papel especial las oscilaciones. El papel va dispuesto sobre un elemento que gira accionado por un mecanismo de reloj.



Fig. 2-11. Vehículos de diseño y tracción especial se emplean en las tareas de exploración sismográfica petrolera.

Los estudios y aplicaciones del sismógrafo para medir la propagación de ondas artificiales en la investigación de las características de las rocas de la corteza terrestre se originaron a mediados del siglo XIX en Europa. Científicos ingleses y alemanes fueron pioneros en medir la relación velocidad-tiempo de las ondas y sus variaciones con respecto a la profundidad de las rocas.

En Estados Unidos se publicaron resultados de estudios y aplicaciones de sismología en 1878. La adaptación de esta nueva tecnología a los estudios geológicos y exploración petrolera comenzó en la segunda década del siglo XX en Europa y Estados Unidos. Para la década de los treinta, la sismología había ganado ya suficiente aceptación como técnica de exploración y su desarrollo y alcances teóricos y prácticos han estado desde entonces hasta ahora en continua evolución.

La sismología de refracción

El fundamento físico de funcionamiento de refracción sismológica está asociado a la teoría óptica. La propagación de la onda cambia de dirección cuando hay un cambio de propiedades físicas en la masa que recorre.

La geometría de los rayos sigue las reglas que controlan la propagación de la luz, Figura 2-12.

Hasta los años treinta se utilizó el sismógrafo de refracción con buen éxito en la detección, principalmente, de domos salinos, aunque también se aplicó para delinear anticlinales y fallas, pero poco a poco empezó a imponerse el método de reflexión.

La sismología de reflexión

El principio básico de la sismología de reflexión semeja al cálculo de la distancia a que se encuentra un cañón, si se mide el tiem-

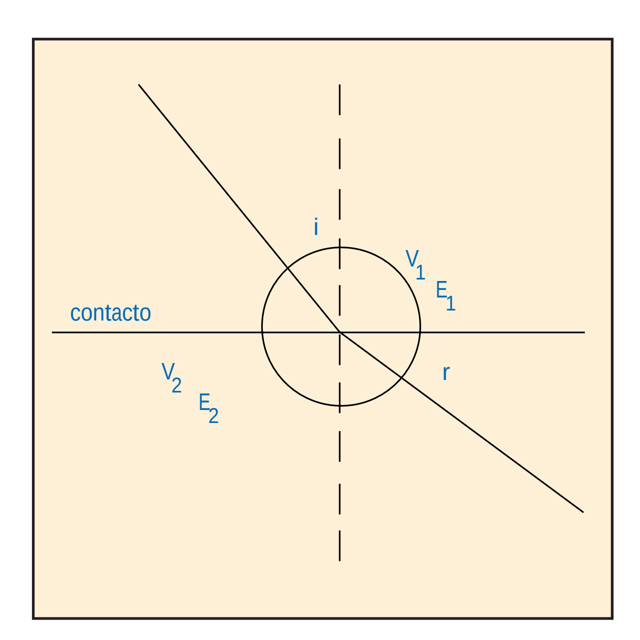


Fig. 2-12. Se aprecia:
i = ángulo de incidencia
r = ángulo de refracción
V_1 = velocidad en estrato E_1
V_2 = velocidad en estrato E_2

po en que se ve el fogonazo y se oye el sonido del disparo y se toma como base para el cálculo la velocidad del sonido, 300 metros/seg.

Sin embargo, la semejanza se complica y conlleva dificultades técnicas porque las ondas inducidas desde la superficie viajan a través de un medio complejo como son las rocas y se reflejan como un eco al haber cambio de continuidad en los estratos. No obstante, los adelantos técnicos han logrado que este método se haya refinado al extremo de proporcionar una mejor interpretación del subsuelo que cualquier otro método de prospección.

En la práctica, como muestra la Figura 2-14, se dispone de una fuente de ondas inducidas que se proyectan en profundidad y al rebotar son recogidas en la superficie por geófonos dispuestos a distancias críticas. Las señales son registradas en la superficie. La relación velocidad-tiempo-profundidad es interpretada para deducir de la malla de líneas levantadas sobre el terreno las correlaciones obtenidas de las secciones y finalmente producir mapas del subsuelo.

Adelantos en procedimientos y técnicas de exploración

Originalmente, la propagación intencional de ondas sísmicas en la corteza terrestre se hacía mediante la detonación de cartuchos de dinamita que se explotaban en hoyos someros ubicados y abiertos para tales propósitos. Adquirir, transportar y custodiar di-

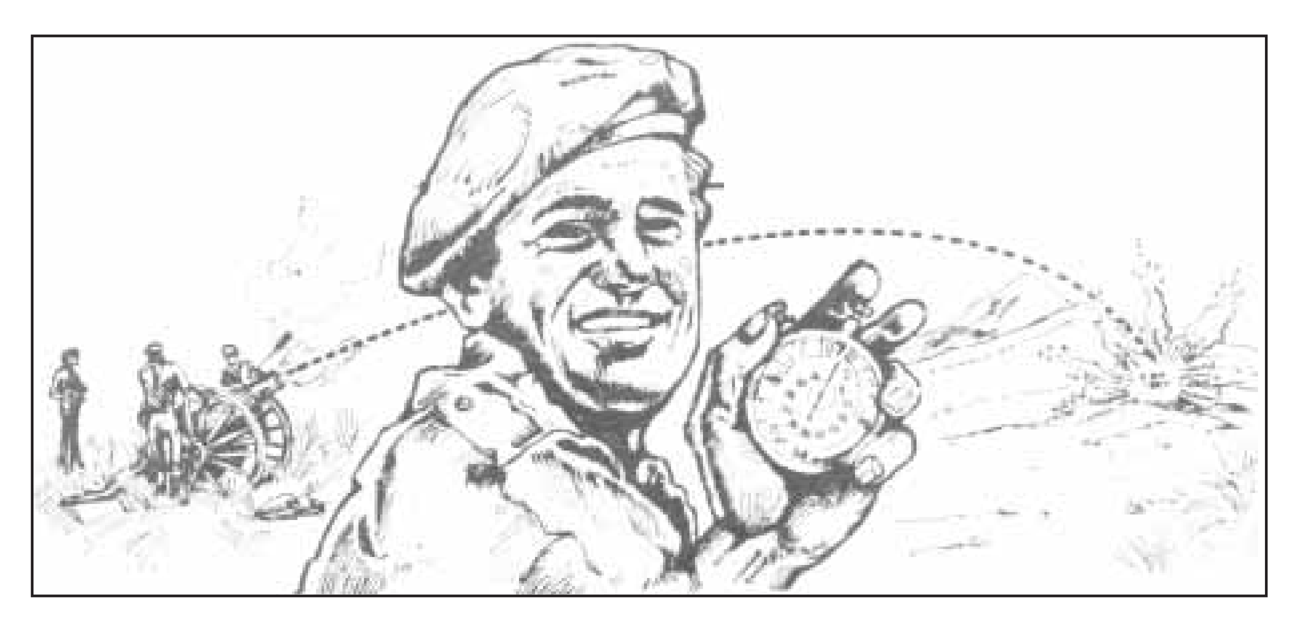


Fig. 2-13. El intervalo de observación entre el fogonazo y la percepción del sonido del disparo de un cañón está relacionado con la velocidad del sonido, 300 metros/seg., y, por tanto, el observador puede estimar la distancia a la cual se encuentra el cañón.

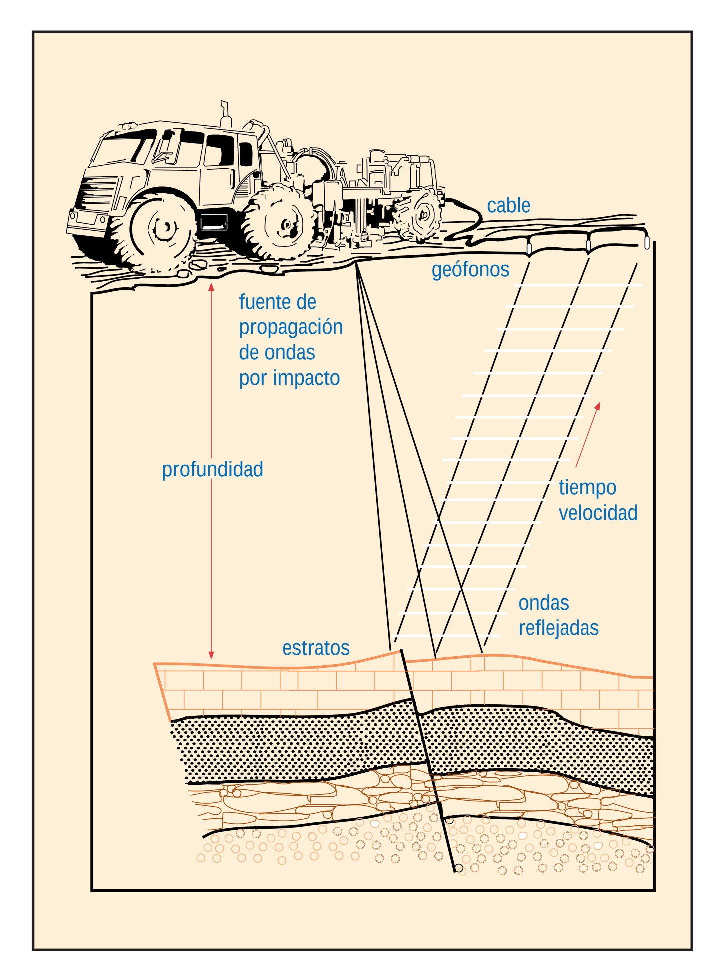


Fig. 2-14. La detección del tiempo transcurrido, desde que el sonido inducido en la superficie hace su recorrido hacia los estratos y regresa luego a la superficie, es un aspecto básico para estimar la profundidad de los estratos. La propagación del sonido en los estratos depende de la composición y características de éstos.

namita para tales trabajos requería cumplir con una variedad de tramitaciones ante las autoridades venezolanas, además de las medidas de seguridad durante el uso en el campo. Las detonaciones espantaban a la fauna terrestre y cuando se hacían levantamientos sísmicos en aguas, las detonaciones ocasionaban la muerte de muchos peces.

Después de la Segunda Guerra Mundial, el auge inusitado en la exploración petrolera promovió a lo largo de los años adelantos e innovaciones en las operaciones de campo. Fue eliminada la dinamita y en su lugar se desarrolló la pistola para detonar aire comprimido y se fabricó, como parte integral de los nuevos vehículos automotores para trabajos de sismografía, un potente pisón que al caer sobre la superficie terrestre induce las ondas para determinar después la profundidad de las formaciones, mediante las relaciones tiempo, velocidad del sonido y características/propiedades de las rocas. (Ver Figuras 2-13 y 2-14).

Los nuevos equipos y técnicas de sismografía han sido rediseñados y han mejorado significativamente la adquisición, el procesamiento y la interpretación de datos, haciendo que el factor tiempo y la calidad total de las tareas sean más efectivas, desde el comienzo del levantamiento hasta el informe final de los resultados.

La electrónica y la computación, con su casi ilimitada capacidad de procesamiento de datos, permite que los resultados de los levantamientos sísmicos se tengan en muchísimo menor tiempo que lo acostumbrado en años atrás, cuando geofísicos, geólogos e ingenieros requerían meses cotejando, verificando, correlacionando y ajustando datos utilizando la regla de cálculo o calculadoras mecánicas manuales para luego elaborar los planos o mapas del subsuelo de las áreas estudiadas. Además, la nueva tecnología ha permitido reestudiar y reinterpretar información sismográfica antigua de áreas que en el pasado no fueron catalogadas como atractivas y, en muchos casos, los nuevos resultados han sido sorprendentes.

Otra contribución técnica de nitidez y rapidez es la elaboración en blanco y negro o a color de los planos o mapas del subsuelo mediante las procesadoras o copiadoras electrónicas programadas específicamente para tales labores. Anteriormente este proceso requería dibujantes especializados y la preparación de los dibujos a color requería mucho más tiempo. Hoy, la diferencia en productividad es notable.

La idea de sobreponer información de los registros o perfiles petrofísicos a los datos sismográficos de los levantamientos o a la sísmica adquiridos específicamente en un pozo amplió la cobertura de correlación. Los resultados de esta técnica han sido fructíferos, mediante la aplicación de procesos y programas computarizados.

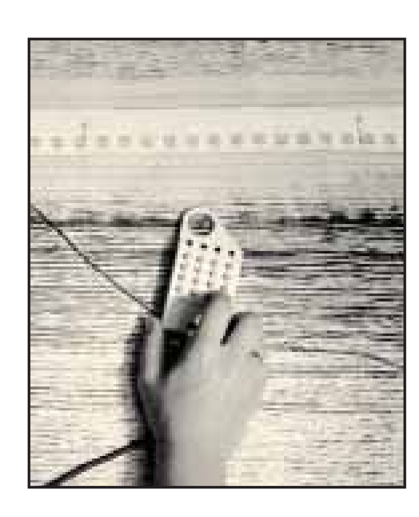


Fig. 2-15. Muestra de una sección sísmica levantada y procesada con nueva tecnología.

Sin embargo, es oportuno mencionar que todas las técnicas y herramientas de exploración en la búsqueda de acumulaciones de hidrocarburos (reservas) no son infalibles. La interpretación de los datos y de los resultados obtenidos conducen a predecir el grado de probabilidad (alto, medio, bajo) de las condiciones y características del subsuelo conducentes a la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. En la industria existe un dicho que decisivamente abarca todas las expectativas y es: “**La barrena dirá**”.

IV. Métodos Eléctricos de Exploración

En la búsqueda y aplicación de métodos para detectar las posibles acumulaciones de minerales e hidrocarburos, los científicos e investigadores no cesan en sus estudios de las propiedades naturales de la Tierra.

Con este fin han investigado las corrientes telúricas, producto de variaciones magnéticas terrestres. O han inducido artificialmente en la tierra corrientes eléctricas, alternas o directas, para medir las propiedades físicas de las rocas.

De todos estos intentos, el de más éxito data de 1929, realizado en Francia por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger, conocido genéricamente hoy como registros o perfiles eléctricos de pozos, que forman parte esencial de los estudios y evaluaciones de petrofísica, aplicables primordialmente durante la perforación y terminación de pozos.

Básicamente el principio y sistema de registros de pozos originalmente propuesto por los Schlumberger consiste en introducir en el pozo una sonda que lleva tres electrodos (A, M, N), como muestra la Figura 2-16. Los electrodos superiores M y N están espaciados levemente y el tercero, A, que transmite corriente a la pared del hoyo, está ubicado a cierta distancia, hoyo abajo, de los otros dos. Los electrodos cuelgan de un solo cable de tres elementos que va enrollado en un tambor o malacate que sirve para meter y sacar la sonda del pozo, y a la vez registrar las medidas de profundidad y dos características de las formaciones: el potencial espontáneo que da idea de la porosidad y la resistividad que indica la presencia de fluidos en los poros de la roca.

La corriente eléctrica que sale de A se desplaza a través de las formaciones hacia un punto de tierra, que en este caso es la tubería (revestidor) que recubre la parte superior de la pared del pozo. El potencial eléctrico entre los electrodos M y N es el producto de la corriente que fluye de A y la resistencia (R) entre los puntos M y N.

La influencia del fluido de perforación que está en el hoyo varía según la distancia entre M y N. Si la distancia es varias veces el diámetro del hoyo, la influencia queda mitigada y la resistividad medida es en esencia la resistividad de la roca en el tramo representado.

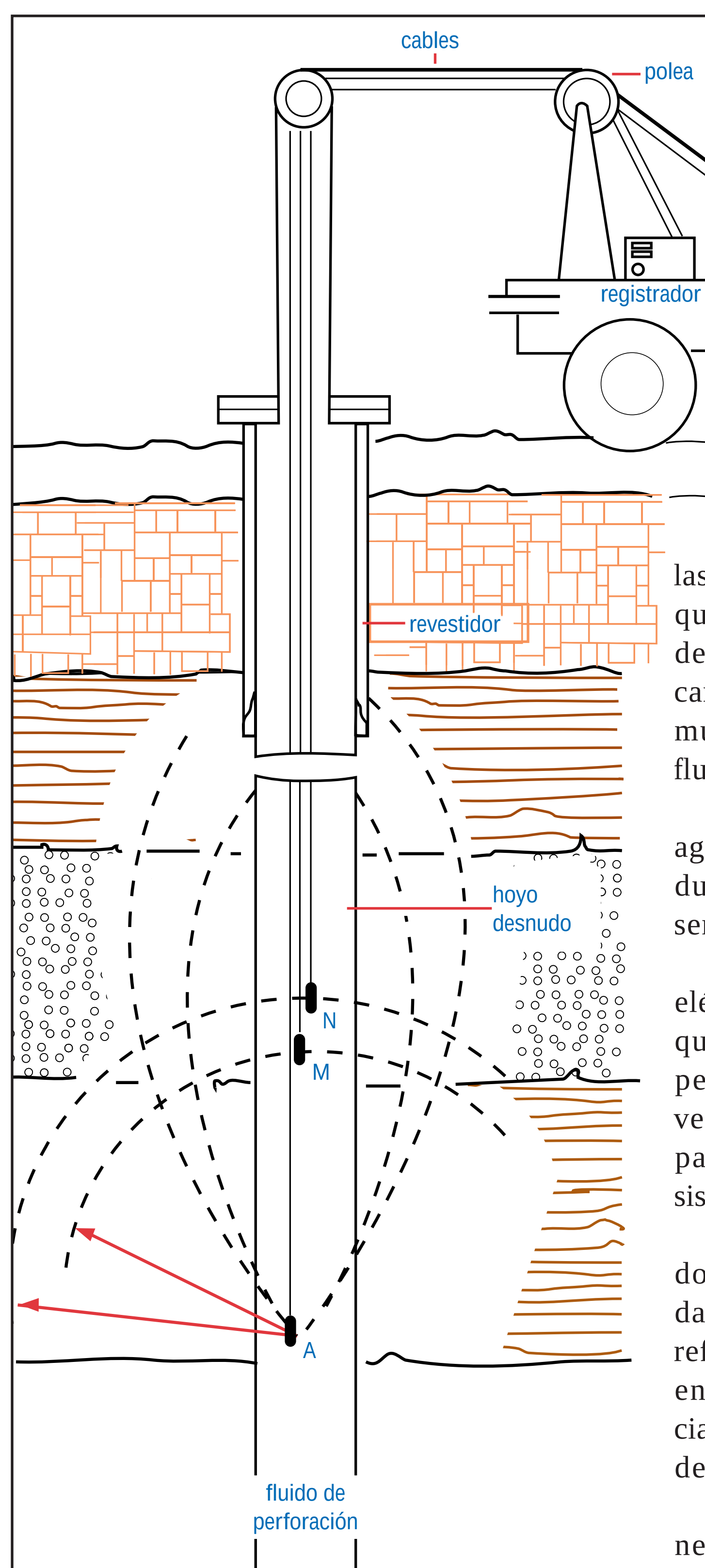


Fig. 2-16. Representación esquemática de los componentes del primer equipo de registro eléctrico de pozos, inventado por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger.

Como la conductividad eléctrica de las rocas depende de los fluidos electrolíticos que ellas contengan, entonces la resistividad depende de la porosidad de las rocas y de las características de los fluidos en los poros y muy particularmente de la sal disuelta en los fluidos.

Si los poros de la roca contienen agua salada, la resistividad será baja; con agua dulce será alta, y si están llenos de petróleo será muy alta.

Como podrá observarse, el registro eléctrico es una herramienta de investigación que requiere ser introducida en el hoyo. El perfil y características de las formaciones atravesadas por la barrena pueden ser utilizados para estudios de correlaciones con perfiles de sismografía.

El pozo también puede ser utilizado, en casos requeridos, para cotejar la velocidad de reflexión, de acuerdo a los tiempos de reflexión, desde la profundidad de los diferentes horizontes seleccionados como referencia. Este tipo de cotejo se emplea para casos de correlación con el sismógrafo.

El pozo puede utilizarse de dos maneras. La propagación de ondas generadas desde la superficie puede ser captada en el pozo o la propagación hecha desde el pozo puede ser captada en la superficie.

Distintos caminos para encontrar petróleo

Con el correr de los años se han experimentado cambios fundamentales en las tareas de exploración petrolera, los cuales han propiciado una mayor seguridad y comodidad para los técnicos que se dedican a estas labores, han ocasionado menos lesiones a la naturaleza y dieron lugar a una forma más rápida y eficiente para encontrar hidrocarburos.









Fig. 2-17. Los primeros exploradores se desplazaron a pie o sobre el lomo de bestias, manera todavía útil. Nada los detuvo ayer y menos hoy. En Venezuela, la curiara (A) ha sido parte esencial de las actividades de exploración, lo mismo que las mulas, el caballo y el burro. A principios del siglo XIX, el desarrollo de la industria automotriz contribuyó con el automóvil (B) a las tareas de exploración. Años más tarde, se fabricaron camiones modernos (C) y vehículos acuáticos especiales (D) para aumentar la capacidad de movilidad de prospección de los exploradores.

V. Métodos Petrofísicos Modernos

El desarrollo y los adelantos hasta ahora logrados, tanto teóricos como prácticos, en la toma de perfiles de los pozos han acrecentado enormemente el poder de investigación de los geólogos, geofísicos e ingenieros petroleros para interpretar las características de las rocas y los fluidos depositados en sus entrañas, desde el punto de vista cualitativo y cuantitativo.

Esta parte de la Geofísica, por sus fundamentos científicos y tecnológicos, se ha convertido en una rama especializada que en la industria se le denomina Petrofísica. Tiene aplicación en muchos aspectos de los estudios y trabajos de campo de exploración, perforación y producción.

"Petrofísica es la ciencia que se dedica a la descripción y medida directa y/o analógica de las propiedades físicas de las rocas, incluyendo los efectos que puedan producir los fluidos contenidos en ellas o en sus alrededores" (H. León, 1982).

La variedad de instrumentos disponibles para hacer perfiles o registros de pozos permite que puedan hacerse en hoyos desnudos o en pozos entubados totalmente, gracias a que no sólo se dispone de los registros eléctricos sino también del tipo nuclear.

En resumen, la Petrofísica ofrece la posibilidad de estudios y verificación de una cantidad de datos fundamentales para las operaciones. Ejemplos:

• Control de profundidad del pozo.

• Verificación de velocidades de reflexión de los estratos.

• Determinación del tope y base (espesor) de un estrato.

• Medición del potencial espontáneo y resistividad de las rocas y fluidos.

• Deducción de valores de porosidad, saturación y permeabilidad de las rocas.

• Deducción de la presencia de fluidos en las rocas: gas, petróleo, agua.

• Perfil de la circularidad del hoyo (diámetro).

• Registros de temperatura.

• Registros de efectividad de la cementación de revestidores (temperatura).

• Registros de buzamiento.

• Registros de presiones.

• Toma de muestras de formación (roca).

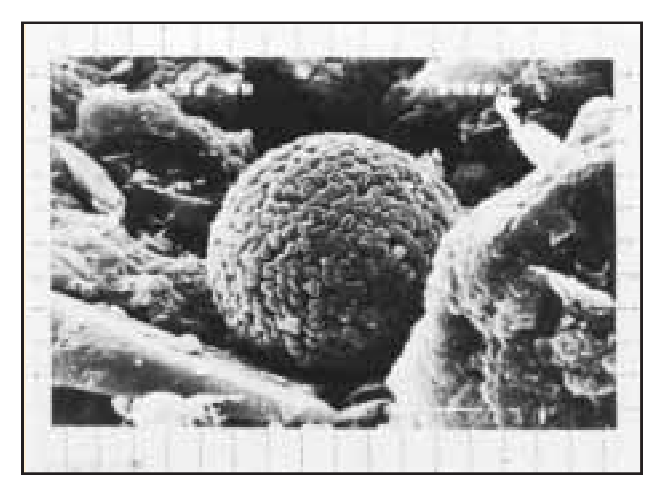


Fig. 2-18. Fotografía al microscopio electrónico de un poro formado por granos de cuarzo recubiertos por una delgada capa de arcillas caoliníticas y alojando en el poro una esfera (framboide) de pirita (disulfuro de hierro). Area de Cerro Negro, formación Oficina, Faja del Orinoco. La barra horizontal blanca del lado inferior derecho representa 0,010 mm y las pequeñas 0,001 mm. "Asesoría a la Gerencia", Departamento de Geología de Lagoven S.A., por H. León, 14-10-1985.

• Toma de muestras de fondo (fluidos).

• Registros de densidad (roca).

• Detección de fallas.

• Detección de discordancias.

• Detección de fracturas.

• Correlaciones pozo a pozo, local y regional (litología).

• Control de dirección y profundidad desviada y vertical del pozo (perforación direccional u horizontal).

VI. Geoquímica

El análisis químico de muestras del suelo, con el propósito de detectar la presencia de hidrocarburos, ha sido empleado como herramienta de exploración.

La teoría se basa en que emanaciones de hidrocarburos no visibles en la superficie pueden manifestarse en concentraciones que, aunque muy pequeñas, son susceptibles al análisis químico micrométrico para detectar gas (metano, etano, propano o butano) y residuos de hidrocarburos más pesados.

Muestras de suelo, obtenidas muy cuidadosamente a profundidades de 1,50 a 5 metros, son examinadas y procesadas en el laboratorio por métodos especiales. Con la información obtenida se preparan tablas, curvas y mapas de las concentraciones y residuos detectados.

Los especímenes de aguas, gases, betunes y suelos para tales fines son sometidos a análisis cualitativos y cuantitativos por medio de la fluorescencia, luminiscencia, espectrografía, geobotánica, hidrogeoquímica, bioquímica o bacteriología, con el fin de indagar sobre la generación, migración, presencia, entrampamiento y acumulaciones petrolíferas en tierra o áreas submarinas.

Aunque la geoquímica no ha constituido un método preponderante de exploración, ha sido utilizado esporádicamente en la búsqueda de hidrocarburos y ha dado resultados en algunos casos.

VII. Exploración Aérea y Espacial

El avión se utiliza ventajosamente para cubrir grandes extensiones en poco tiempo y obtener, mediante la fotografía aérea, mapas generales que facilitan la selección de áreas determinadas que luego podrían ser objeto de estudios más minuciosos.

La combinación del avión y la fotografía permite retratar y obtener una vista panorámica de la topografía, cuyos rasgos y detalles geológicos pueden apreciarse ventajosamente, ahorrando así tiempo para seleccionar lotes de mayor interés.

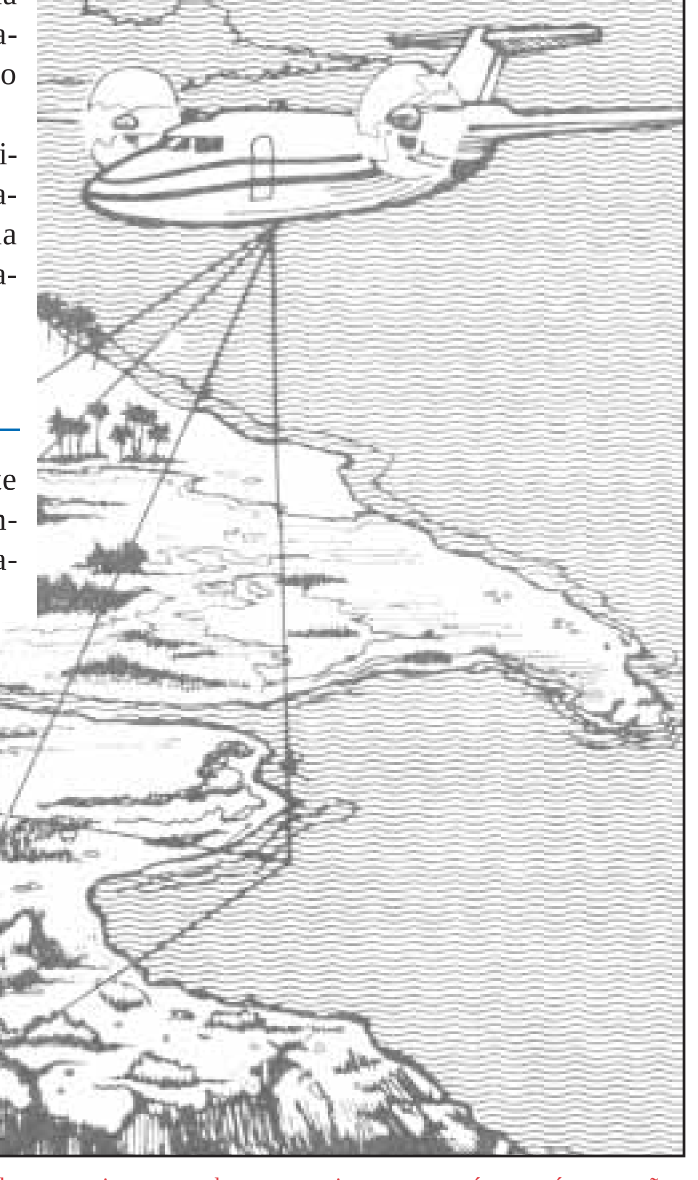


Fig. 2-19. La exploración aérea facilita la cobertura de grandes extensiones que luego permiten escoger áreas más pequeñas para estudios más detallados.

Naturalmente, la eficacia de la utilización de la aerofotogeología depende mucho de las buenas condiciones atmosféricas para realizar los vuelos. El avión también se utiliza para hacer estudios aéreogravimétricos y aéreomagnetométricos, ahorrando así tiempo en la consecución de este tipo de estudios.

Sin embargo, los adelantos logrados hasta hoy por la ciencia y tecnología del espacio han facilitado con los satélites, cohetes y naves espaciales transbordadoras la toma de fotografías nítidas y a color desde altitudes antes inimaginables.

VIII. Exploración Costafuera

Afortunadamente para la industria, los métodos de prospección geofísica usados en tierra pueden utilizarse costafuera. Y entre los métodos disponibles, el más empleado ha sido el sismógrafo.

Naturalmente, trabajar en aguas llanas, semiprofundas o profundas, cerca o lejos de las costas o en mar abierto, conlleva enfrentarse a un medio ambiente distinto a tierra firme.

A través de los años, la ciencia y la tecnología para la exploración costafuera han evolucionado acordes con las exigencias. Los equipos para la adquisición de datos han sido objeto de rediseños e innovaciones para ser instalados permanentemente en gabarras, lanchones o barcos especialmente construidos al efecto.

Los dispositivos para la propagación y captación de ondas son producto de técnicas avanzadas, inocuas a la vida marina. No se emplean explosivos como antes, cuya detonación era perjudicial para los peces.

El procesamiento de datos y su interpretación se realiza por computadoras en el mismo barco y son transmitidos vía satélite a centros de mayor capacidad de resolución.

Sin embargo, la realización continua de operaciones costafuera siempre está sujeta a cambios del tiempo, pero gracias también a los adelantos obtenidos en las técnicas meteorológicas, la programación de la navegación puede hacerse hoy en base a los boletines de pronóstico del tiempo que emiten los centros y estaciones de observación ubicadas en tantas partes del mundo. Por otra parte, el radar, (ra-

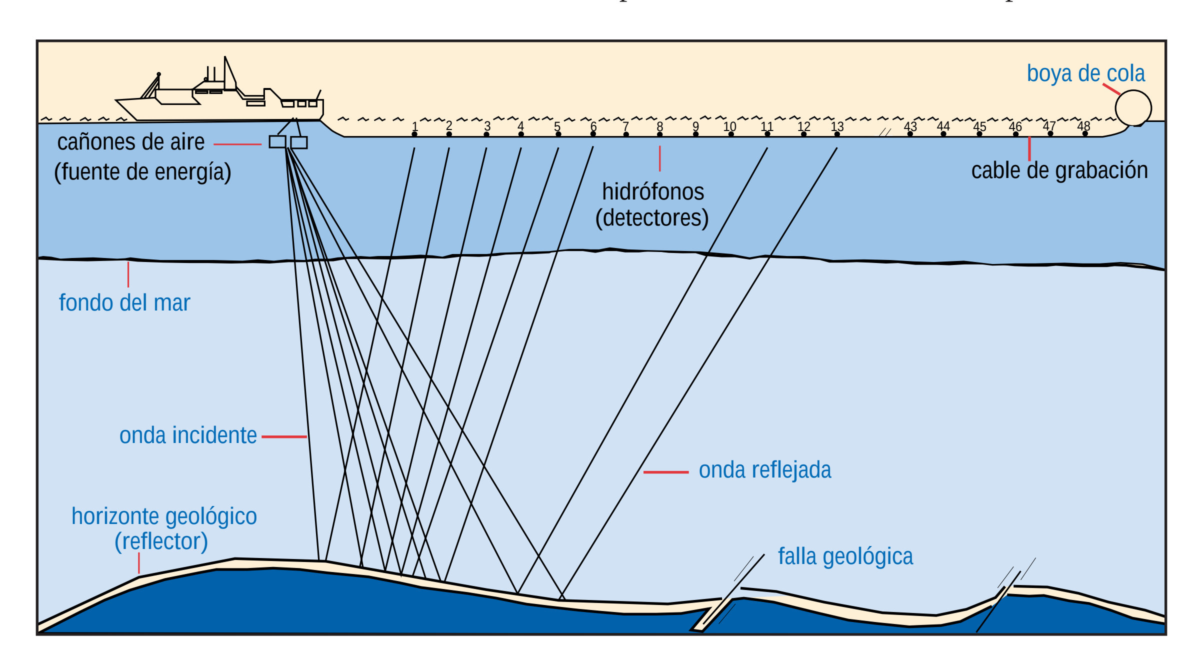


Fig. 2-20. Esquema de un levantamiento sísmico costafuera.

dio detecting and ranging/detección por rumbo y distancia por radio), permite que la navegación, aérea o marítima, sea más segura, ya que anticipadamente pueden verificarse las condiciones atmosféricas a distancia durante el viaje y tomar las precauciones debidas.

IX. Aplicación de Métodos de Exploración en Venezuela

La siguiente muestra de descubrimientos de campos petroleros en el territorio nacional se presenta para dar una idea sobre cuál o cuáles indicadores o métodos se emplearon para lograr el hallazgo.

No obstante los avances científicos y tecnológicos en las Ciencias de la Tierra y sus aplicaciones, la búsqueda de hidrocarburos involucra riesgos calculados. Esos riesgos ineludibles, de pequeña, mediana o mayor magnitud, representan inversiones de dinero de manera concomitante con la cuantía de reservas probadas en cartera, tipos y volúmenes de crudos requeridos y la posición futura de la empresa en el negocio.

La presencia del riesgo se debe al hecho de que ningún método de exploración

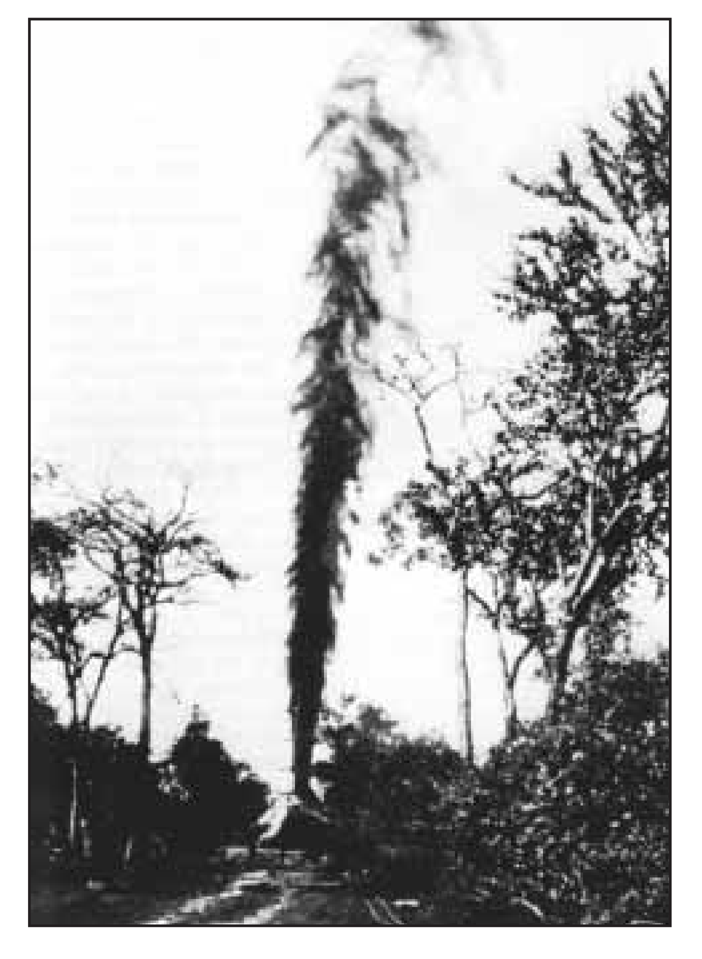


Fig. 2-21. En los años veinte, las operaciones petroleras representaban enfrentarse a la naturaleza sin los recursos y la tecnología disponibles hoy. Obsérvese el reventón del pozo Barroso-2, a profundidad de 457 metros, en La Rosa, estado Zulia, el 14-12-1922, el cual atrajo la atención mundial hacia Venezuela.

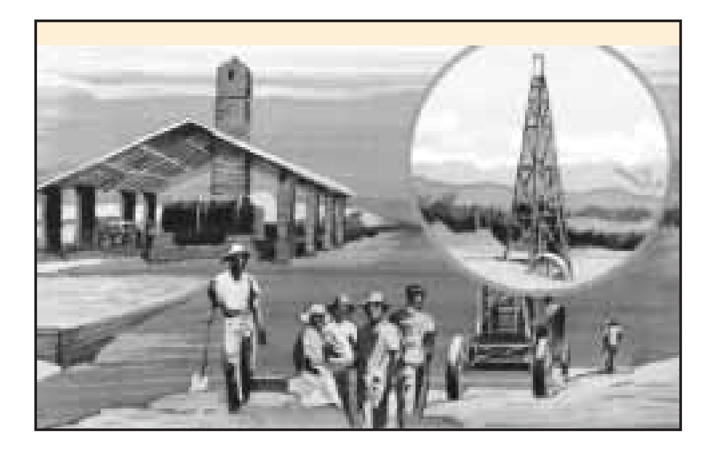


Fig. 2-22. Remembranzas de las operaciones de la Compañía Petrolia del Táchira, en La Alquitrana, cerca de Rubio, a 15 km al suroeste de San Cristóbal, primera empresa venezolana de petróleo fundada en 1878 por don Manuel Antonio Pulido, el general José Antonio Baldó y otros accionistas.

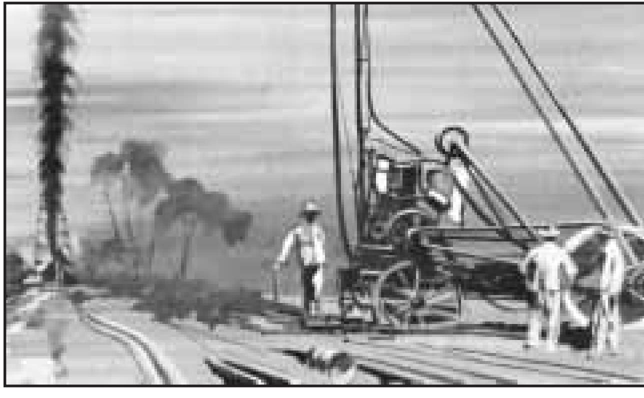
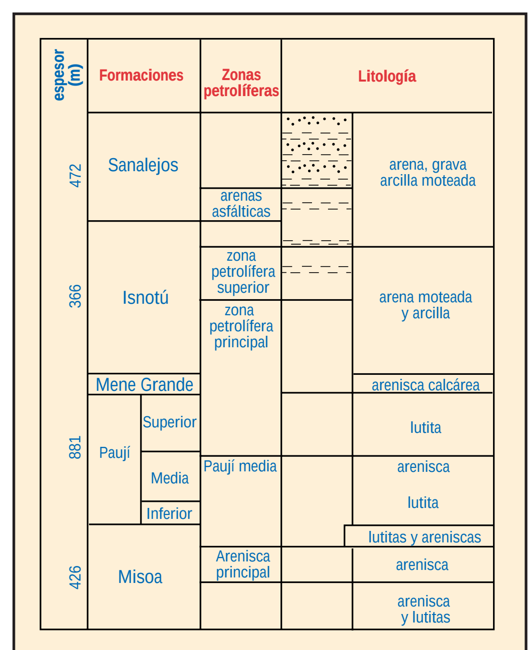


Fig. 2-23. El riesgo de un reventón estuvo siempre presente cuando se abrían pozos utilizando el método de perforación a percusión. Con las innovaciones de equipos, fluido de perforación y control del hoyo inherentes al método de perforación rotatoria, el riesgo ha sido casi eliminado.

garantiza plenamente la existencia de las acumulaciones petrolíferas comerciales deseadas. Hasta ahora, cada método, dentro de su técnica y expectativas de resolución, lo que ofrece es una opción para indicar que las condiciones y posibilidades que ofrece el subsuelo para el entrampamiento de hidrocarburos son halagadoras en mayor o menor grado. La confirmación definitiva de esas posibilidades la dará la barrena de perforación y la evaluación económica del descubrimiento se encargará de decir si es negocio desarrollar las acumulaciones de gas y/o petróleo encontradas.

Si la exploración fuera infalible no habría pozos secos y el hallazgo de acumulaciones petrolíferas sería fácil, pero la naturaleza es caprichosa, algunas veces, y tratándose de petróleo, muy caprichosa.

Prácticamente, todos los métodos de prospección petrolera han sido utilizados en el país, desde el más elemental (observación de menes) hasta los más modernos y sofisticados. En los últimos veinte años, los adelantos en diseño y construcción de sismógrafos, como también la adquisición, el procesamiento y la interpretación de datos obtenidos mediante este método, han hecho que ésta sea la herramienta más utilizada en la prospección de yacimientos petrolíferos en casi todo el mundo.



Campo iniciador del desarrollo y expansión de la industria en Venezuela. Pozo descubridor Zumaque-1, a 135 metros (443 pies) de profundidad, el 31 de julio de 1914. Producción inicial de petróleo: 39 m^3/d (245 b/d), y acumulada al 31-12-1996: 523.415 barriles. Producción del campo (1996): 655 b/d de petróleo y acumulada: 643.780.355 barriles, 18 - 24 °API.

Fuentes: MMH National Petroleum Convention, 1951, p. 36. MEM (PODE), 1951-1995. Maraven, Lagunillas, cifras de producción.

Fig. 2-24. Columna estratigráfica, campo Mene Grande, estado Zulia.



Fig. 2-25. Transporte de equipo en los años veinte y quizás podría ser igual hoy en sitios muy lejos de la civilización.

Tabla 2-2. Ejemplos de descubrimientos petrolíferos y métodos de exploración utilizados

Año	Campo, estado	Profundidad metros	Método
1878	La Petrolia, Táchira	38	Menes
1891-1912	Guanoco, Sucre	187-750	Menes - Geología de Superficie
1914	Mene Grande, Zulia	135	Menes
1916	Tarra, Zulia	267	Geología de Superficie
1917	La Rosa (Cabimas), Zulia	712	Menes de Gas
1918	Los Barrosos, Zulia	302	Menes
1923	La Paz, Zulia	229	Menes, Geologías de Superficie y Subsuelo
1925	La Concepción, Zulia	1.058	Geología de Superficie
	El Menito, Zulia	932	Menes
1926	Lagunillas, Zulia	1.064	Pozo de Avanzada
	Mene Grande, Zulia	552	Geología de Subsuelo
	Tía Juana, Zulia	756	Pozo de Avanzada
1927	Los Manueles, Zulia	1.055	Geología de Superficie
1928	Quiriquire, Monagas	549	Geología de Superficie
1929	Netick, Zulia	1.755	Geología de Subsuelo, Geofísica
1930	Bachaquero, Zulia	1.237	Pozo de Avanzada
1931	Cumarebo, Falcón	600	Geología de Superficie
1933	Orocual, Monagas	915	Geología de Subsuelo
	Pedernales, Delta Amacuro	479	Menes
1934	Areo, Anzoátegui	1.365	Sismógrafo
1937	Merey, Anzoátegui	1.646	Sismógrafo
	Oficina, Anzoátegui	1.799	Balanza de Torsión
	Pilón, Monagas	1.027	Sismógrafo
	Santa Ana, Anzoátegui	2.591	Geología de Superficie
	Uracoa, Monagas	1.310	Sismógrafo
	Yopales, Anzoátegui	1.402	Sismógrafo
1938	Jusepín, Monagas	1.300	Geofísica
	Leona, Anzoátegui	670	Sismógrafo
1939	Pueblo Viejo, Zulia	1.220	Gravímetro, Geología de Subsuelo
	Lago de Maracaibo, Zulia	1.504	Geología de Subsuelo
	El Roble, Anzoátegui	1.067	Geología de Superficie
	San Joaquín, Anzoátegui	1.997	Geología de Superficie
1940	Los Caritos, Monagas	1.720	Sismógrafo
	Socorro, Anzoátegui	2.181	Geología de Superficie, Sismógrafo
1941	Guara, Anzoátegui	1.524	Sismógrafo
	Las Mercedes, Guárico	1.372	Sismógrafo
	Mulata, Monagas	1.400	Geología de Subsuelo
	Santa Bárbara, Monagas	1.530	Geología de Subsuelo
	Santa Rosa, Anzoátegui	2.591	Sismógrafo
1942	Las Ollas, Guárico	2.250	Sismógrafo
	Quiamare, Anzoátegui	1.950	Geología de Superficie
1944	Güico, Anzoátegui	1.372	Perforación Estructural, Sismógrafo
	La Paz, Zulia	1.355 (Cretáceo)	Geología de Subsuelo, Sismógrafo
	Jusepín, Monagas	1.559	Geología de Subsuelo, Sísmica
1945	Mara, Zulia	1.833	Geología, Sismógrafo
	Capacho, Monagas	1.350	Geología de Subsuelo
	Nipa, Anzoátegui	1.829	Sismógrafo, Perforación Estructural
	Pirital (Avipa), Anzoátegui	750	Geología de Subsuelo
	Tucupita, Delta Amacuro	1.710	Sismógrafo
1946	Boscán, Zulia	2.926	Sismógrafo
	Ensenada, Zulia	2.998	Sismógrafo
	Caico Seco, Anzoátegui	1.982	Aerofotogeología, Perforación Estructural, Sismógrafo
	Güico, Anzoátegui	2.881	Sismógrafo
	Mata Grande, Anzoátegui	1.400	Geología
	Palacio, Anzoátegui	1.036	Sismógrafo
	Tucupido-Tamán, Guárico	854-1.707	Gravímetro, Sismógrafo
	Quiriquire, Monagas	854	Geología de Subsuelo
1947	Macoa, Zulia	3.518	Geologías de Superficie y Subsuelo, Sísmico

Tabla 2-2 continuación

Año	Campo,estado	Profundidad metros	Método
1947	West Tarra, Zulia	2.796 (Cretáceo)	Geología, Sismógrafo
	La Fría, Anzoátegui	1.700	Sismógrafo, Perforación Estructural
	Pelayo, Anzoátegui	2.027	Gravímetro, Sismógrafo
	Sabán, Guárico	1.743	Gravímetro, Sismógrafo
1948	Chimire, Anzoátegui	2.134	Geología de Superficie Sismógrafo, Perforación Estructural
	El Toco, Anzoátegui	2.423	Sismógrafo, Perforación Estructural
	Guavinita, Guárico	1.220	Sismógrafo
	Inca, Anzoátegui	2.165	Sismógrafo, Perforación Estructural
	Silvestre, Barinas	2.701	Sismógrafo
	Sibucara, Zulia	4.101 (Cretáceo)	Geología de Superficie Sismógrafo
	La Concepción, Zulia	3.684 (Cretáceo)	Sismógrafo, Geología de Subsuelo
	San José, Zulia	3.498	Sísmico
1949	Abundancia, Falcón	1.072	Geología de Superficie
	Aragua, Guárico	2.292	Geología de Superficie, Sismógrafo
	Cachicamo, Anzoátegui	1.524	Geología de Superficie, Sismógrafo
	Freites, Anzoátegui	3.354	Sismógrafo
	Mapiri, Anzoátegui	2.896	Sismógrafo, Perforación Estructural
	Moriche, Anzoátegui	2.378	Sismógrafo, Perforación Estructural
	Piragua, Guárico	1.119	Sismógrafo
	Pradera, Anzoátegui	1.960	Sismógrafo, Perforación Estructural
	Ruiz, Guárico	1.372	Gravímetro, Sismógrafo
	San Roque, Anzoátegui	2.591	Sismógrafo
	Silván, Barinas	3.311	Sismógrafo
	Soto, Anzoátegui	2.896	Sismógrafo, Perforación Estructural
1950	Alturitas, Zulia	5.195	Sísmico
1951	West Tarra, Zulia	1.466	Geología de Subsuelo, Petrofísica
	Quiriquire, Monagas	2.409 (Eoceno)	Geología de Subsuelo, Sísmico
1952	Mara, Zulia	1.707	Geología de Subsuelo
	Motatán, Zulia	2.880	Sísmico
1953	La Paz, Zulia	2.710 (Basamento)	Geología de Subsuelo Ingeniería de Yacimientos
	Mara, Zulia	3.255 (Basamento)	Geología de Subsuelo
1954	Manresa, Monagas	793	Sísmico
1955	Urdaneta, Zulia	3.499	Sísmico, Geología de Subsuelo
1957	Lama, Zulia	2.546	Geología de Subsuelo, Sísmico
	Ceuta, Zulia	4.288	Geología de Subsuelo, Sísmico
	Centro, Zulia	3.896	Geología de Subsuelo, Sísmico
	Los Claros, Zulia	2.859	Geología de Subsuelo, Sísmico
1958	Barúa, Zulia	3.662	Geología de Subsuelo, Sísmico
	Orocual, Monagas	4.177	Sísmico
	San José, Zulia	4.950 (Cretáceo)	Geología de Subsuelo, Sísmico
	Lamar, Zulia	3.964 (Cretáceo)	Geología de Subsuelo, Sísmico
	Rosario, Zulia	4.341 (Cretáceo)	Sísmico
1959	Acema, Anzoátegui	3.820	Sísmico
1960	Acema, Monagas	3.820	Geología, Sísmico
1963	La Ceibita, Anzoátegui	3.011	Sísmico
	Páez, Barinas	2.854	Sísmico
1965	Hato, Barinas	2.911	Geología, Sísmico

Tabla 2-2 continuación

Año	Campo, estado	Profundidad metros	Método
1966	Acema, Monagas	3.628 - 3.689	Sísmico, Geología
1967	Mingo, Barinas	2.850	Sísmico, Geología
	Caipe, Barinas	3.484	Sísmico, Geología
1971	Onado, Monagas	4.690	Sísmico, Geología
1972	Acema-Casma, Monagas	3.658	Sísmico, Geología
	Miranda, Falcón	2.396	Sísmico
1973	SLA-6-2X, Zulia	4.725	Sísmico
1974	Melones, Anzoátegui	1.410	Sísmico, Geología
1976	Cachicamo, Anzoátegui	1.526	Sísmico
1979	Patao, Sucre	2.124 - 2.268	Sísmico, Geología (Costafuera)
1980	San Julián, Zulia	5.640	Sísmico, Geología
	Mejillones, Sucre	2.234	Sísmico, Geología (Costafuera)
	Dragón, Sucre	3.760	Sísmico
	Bare, Anzoátegui	1.158	Geología
	Totumo, Zulia	3.628 - 4.268	Sísmico, Geología
1981	Machiques, Zulia	4.116	Sísmico, Geología
	Río Caribe, Sucre	2.331	Sísmico, Geología (Costafuera)
1982	Lorán, Delta Amacuro	827	Sísmico, Geología (Costafuera)
	Cocuina, Delta Amacuro	1.347	Sísmico, Geología
1984	Guafita, Apure	2.747	Sísmico, Geología
	La Victoria, Apure	3.328	Sísmico, Geología
1986	El Furrial, Monagas	4.056 - 5.015	Sísmico, Geología, Núcleos
1987	La Victoria, Barinas	3.323	Sísmico, Geología
1988	Carito Norte, Monagas	4.880	Sísmico, Geología
1990	Amarilis, Monagas	4.848	Sísmico, Geología
1993	Torunos, Barinas	3.533	Sísmico, Geología
1994	Borburata, Barinas	3.838	Sísmico, Geología
	Sipororo 1X*, Zulia	3.098	Sísmico
	Guasimito 1X*, Zulia	3.786	Sísmico
	Piedritas, Monagas	4.941	Sísmico
1995	RUS 1X**, Guárico	1.434	Sísmico
	ATN 1X**, Guárico	2.188	Sísmico
1996	Jusepín-476X***, Monagas	5.620	Sísmico
1997	Las Lomas 1X****, Zulia	3.658	Sísmico
	Guaraní 1X****, Zulia	3.019	Sísmico

* Pozo de exploración, descubridor de nuevos yacimientos; en espera de desarrollo.
** Pozo descubridor en profundidad, convenio operativo Guárico Este; en producción.
*** Pozo descubridor en profundidad, convenio operativo; en etapa de delineación y desarrollo.
**** Pozo descubridor, en espera de desarrollo.

Referencias Bibliográficas

1. A.I.M.E. (American Institute of Mining and Metallurgical Engineers): **Transactions**, Vol. 110, Geophysical Prospecting, 1934.

2. ARNOLD, R.; MACCREADY, G.A.; BARRINGTON, T.W.: **The First Big Oil Hunt, Venezuela, 1911-1916**, Vantage Press, New York, 1960.

3. ARNOLD, R.; KEMNITZER, William J.: **Petroleum in the United States and Possesions**, Harper and Brothers Publishers, New York, 1931.

4. BARBERII, Efraín E.: **Petróleo Aquí y Allá**, Monte Avila Editores, Caracas, 1976.

5. BLESA, Jorge; ALLAIS, Alfredo: **Expectativas de estudio sísmico en Maturín Este**, Publicación: "Lagoven Hoy", N° 5, julio 1992.

6. CHIQUITO, Freddy; MENDEZ, Orlando: **El Cretáceo de la Cuenca de Maracaibo**, XLV Reunión de Arpel, México, 17 al 20 de mayo de 1982.

7. ELWOOD O., Nestvold; NELSON, P.H.H.: "Explorers still hope to improve on 3-D Seismic's wealth of data", en: **Oil and Gas Journal**, March 16, 1992, p. 55.

8. GONZALEZ DE JUANA, Clemente et al.: **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**, Tomos I y II, Ediciones Foninves, Caracas, 1980.

9. H. ROICE, Nelson Jr.: **New Technologies in Exploration Geophysics**, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1983.

10. HAGER, Dorsey: **Practical Oil Geology**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1940.

11. HEILAND, C.A.: **Geophysical Exploration**, Prentice-Hall Inc., New York, 1940.

12. JARCHOW, Craig M.; CATCHINGS, Rufus D.; LUTER, William J.: "How Washington crew got good, thrifty seismic in bad data area", en: **Oil and Gas Journal**, June 17, 1991, p. 54.

13. **Journal of Petroleum Technology**: "Seismic Technology: New Trends for New Demands", January 1996, pp. 22 - 30.

14. KARTSEV, A.A. et al.: **Geochemical Methods of Prospecting and Exploration for Petroleum and Natural Gas**, University of California Press, 1959.

15. LAHEE, Frederic H.: **Field Geology**, McGraw-Hil Book Company, Inc., New York, 1941.

16. NETTLETON, Lewis L.: **Geophysical Prospecting for Oil**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1940.

17. **Oil and Gas Journal Special**:
A. "Annual Geophysical Report", Sept. 17, 1990, pp. 49 - 67; November 4, 1991, pp. 51-70.
B. "Surface Exploration Technology", June 6, 1994, pp. 47 - 76.
C. "Applied Geophysics", October 24, 1994, pp. 43 - 79.

18. PRATT, Wallace; GOOD, Dorothy: **World Geography of Petroleum**, Princeton University Press, 1950.

19. SCHLUMBERGER - SURENCO S.A.: **Evaluación de Formaciones en Venezuela**, Caracas, mayo 1980.

20. SMALES, A.A.; WAGER, L.R.: **Methods in Geochemistry**, Interscience Publishers Inc., New York, 1960.

21. UREN, Lester C.: **Petroleum Production Engineering and Oil Field Development**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1956.

22. WHEELER, Robert R.; WHITE, Maurine: **Oil - From Prospect to Pipeline**, Gulf Publishing Company, Houston, 1958.

Capítulo 3

Perforación

Indice

Introducción

..."para que las reciba de mi mano y me sirvan de prueba de que yo (Abraham) he abierto este pozo."
(Génesis XXI:30).

El abrir pozos de agua, con implementos rudimentarios manuales, se remonta a tiempos inmemoriales. En ocasiones, la búsqueda de aguas subterráneas tropezaba con la inconveniencia de hallar acumulaciones petrolíferas someras que trastornaban los deseos de los interesados; el petróleo carecía entonces de valor.

Con la iniciación (1859) de la industria petrolera en los Estados Unidos de América, para utilizar el petróleo como fuente de energía, el abrir pozos petrolíferos se tornó en tecnología que, desde entonces hasta hoy, ha venido marcando logros y adelantos en la diversidad de tareas que constituyen esta rama de la industria. La perforación confirma las perspectivas de descubrir nuevos yacimientos, deducidas de la variedad de informaciones obtenidas a través de la aplicación de conocimientos de exploración: Ciencias de la Tierra.

I. El Método Original de Perforación

El sistema a percusión

La industria petrolera comenzó en 1859 utilizando el método de perforación a percusión, llamado también "a cable". Se identificó con estos dos nombres porque para desmenuzar las formaciones se utilizó una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto (altura x peso) de la barra contra la roca. Al tope del percutor va

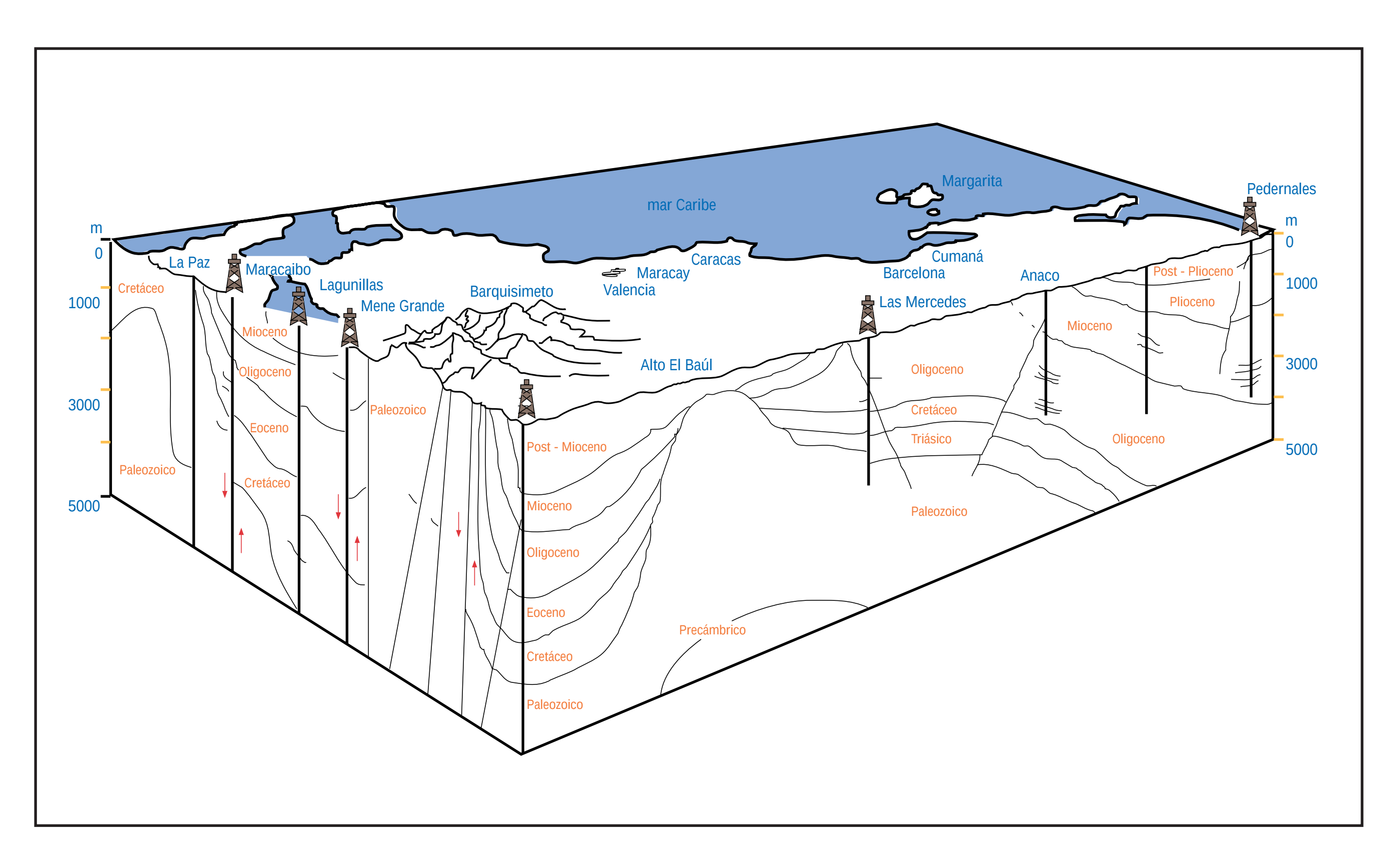


Fig. 3-1. Columna geológica de las cuencas sedimentarias del lago de Maracaibo, Barinas-Apure y Oriente.

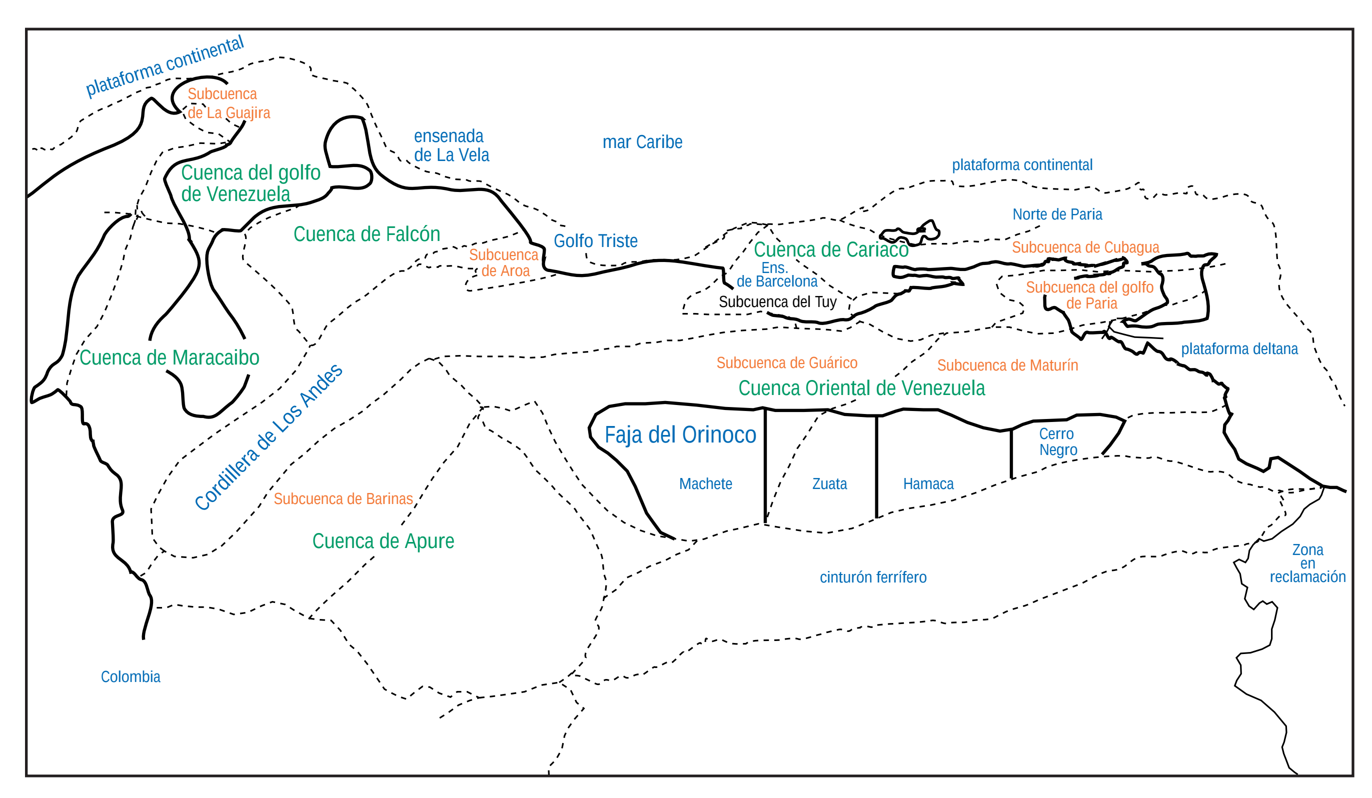


Fig. 3-2. Cuencas sedimentarias y provincias costafuera (MEM-PODE, 1995, p. 31).

conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del hoyo. Esta acción repetitiva desmenuza la roca y ahonda el hoyo.

Ventajas y desventajas de la perforación a percusión

El uso de la perforación a percusión fue dominante hasta la primera década del siglo XX, cuando se estrenó el sistema de perforación rotatoria.

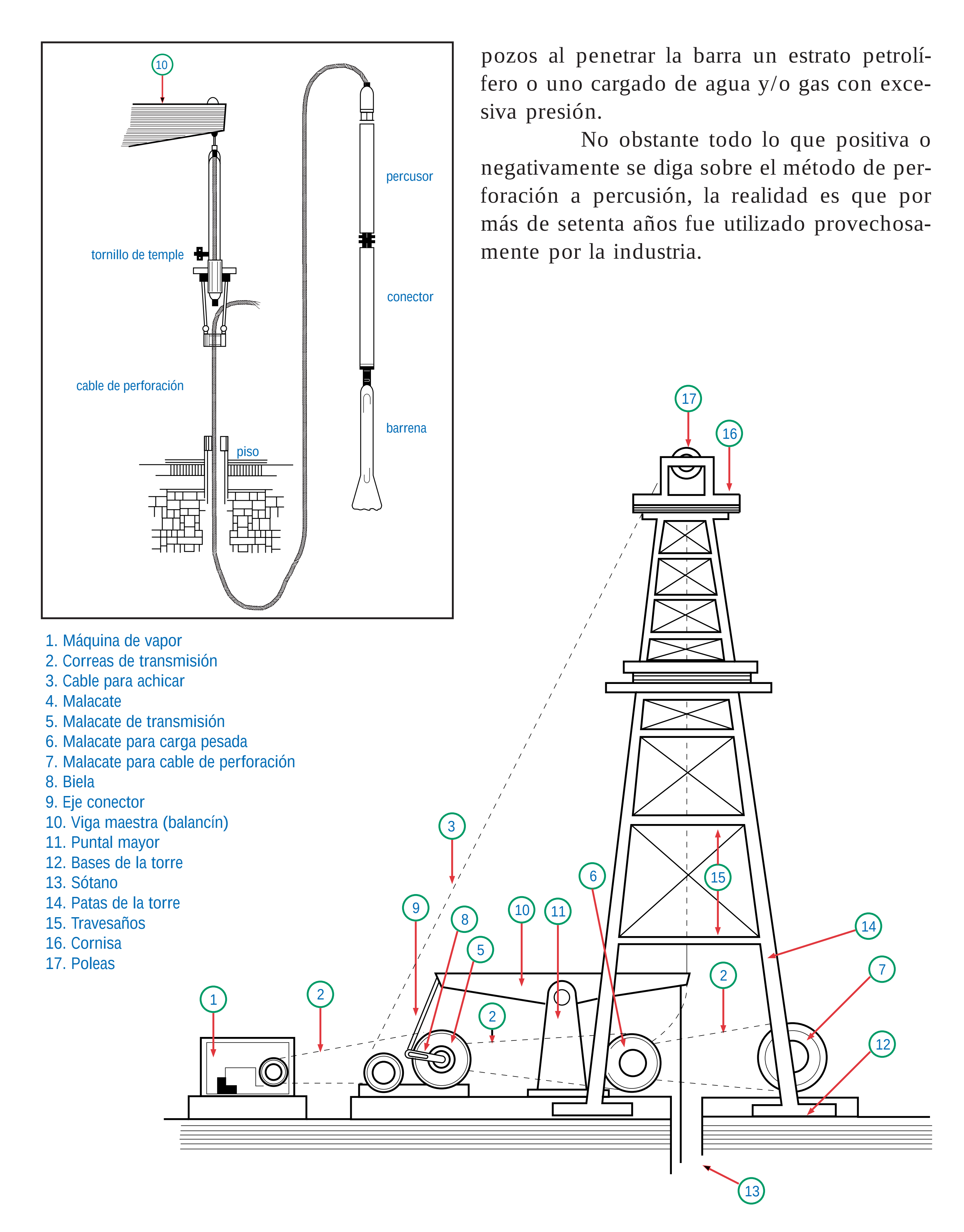
Muchos de los iniciados en la perforación a percusión consideraron que para perforar a profundidad somera en formaciones duras, este sistema era el mejor. Además, recalcaban que se podía tomar muestras grandes y fidedignas de la roca desmenuzada del fondo del hoyo. Consideraron que esta perforación en seco no perjudicaba las características de la roca expuesta en la pared del hoyo. Argumentaron también que era más económico.

Sin embargo, la perforación a percusión es lenta cuando se trata de rocas muy duras y en formaciones blandas la efectividad de la barra disminuye considerablemente. La circularidad del hoyo no es lisa por la falta de control sobre el giro de la barra al caer al fondo. Aunque la fuerza con que la barra golpea el fondo es poderosa, hay que tomar en cuenta que la gran cantidad de material desmenuzado en el fondo del hoyo disminuye la efectividad del golpeteo y reduce el avance de la perforación. Si el hoyo no es achicado oportunamente y se continúa golpeando el material ya desmenuzado lo que se está haciendo es volver polvillo ese material.

Como se perfora en seco, el método no ofrece sostén para la pared del hoyo y, por ende, protección contra formaciones que por presión interna expelen sus fluidos hacia el hoyo y luego, posiblemente, hasta la superficie. De allí la facilidad con que se producían reventones, o sea, el flujo incontrolable de los

pozos al penetrar la barra un estrato petrolífero o uno cargado de agua y/o gas con excesiva presión.

No obstante todo lo que positiva o negativamente se diga sobre el método de perforación a percusión, la realidad es que por más de setenta años fue utilizado provechosamente por la industria.



Figs. 3-3 y 3-4. Componentes del equipo de perforación a percusión.

II. Perforación Rotatoria

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos.

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

Selección del área para perforar

El área escogida para perforar es producto de los estudios geológicos y/o geofísicos hechos anticipadamente. La intención primordial de estos estudios es evaluar las excelentes, buenas, regulares o negativas perspectivas de las condiciones geológicas del subsuelo para emprender o no con el taladro la verificación de nuevos campos petrolíferos comerciales.

Generalmente, en el caso de la exploración, el área virgen fue adquirida con anterioridad o ha sido asignada recientemente a la empresa interesada, de acuerdo con las leyes y reglamentos que en Venezuela rigen la materia a través del Ministerio de Energía y Minas, y de los estatutos de Petróleos de Venezuela S.A. y los de sus empresas filiales, de acuerdo con la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela, a partir del 1° de enero de 1976.



Fig. 3-5. Los pioneros de la perforación rotatoria evaluando un antiguo modelo de barrena.

Los otros casos generales son que el área escogida pueda estar dentro de un área probada y se desee investigar la posibilidad de yacimientos superiores o perforar más profundo para explorar y verificar la existencia de nuevos yacimientos. También se da el caso de que el área de interés esté fuera del área probada y sea aconsejable proponer pozos de avanzada, que si tienen éxito, extienden el área de producción conocida.

Componentes del taladro de perforación rotatoria

Los componentes del taladro son:

- La planta de fuerza motriz.
- El sistema de izaje.
- El sistema rotatorio.
- La sarta de perforación.
- El sistema de circulación de fluidos de perforación.

En la Figura 3-6 se podrá apreciar la disposición e interrelación de los componentes mencionados. La función principal del taladro es hacer hoyo, lo más económicamente posible. Hoyo cuya terminación representa un punto de drenaje eficaz del yacimiento. Lo ideal sería que el taladro hiciese hoyo todo el tiempo pero la utilización y el funcionamiento del taladro mismo y las operaciones conexas para hacer y terminar el hoyo requieren hacer altos durante el curso de los trabajos. Enton-

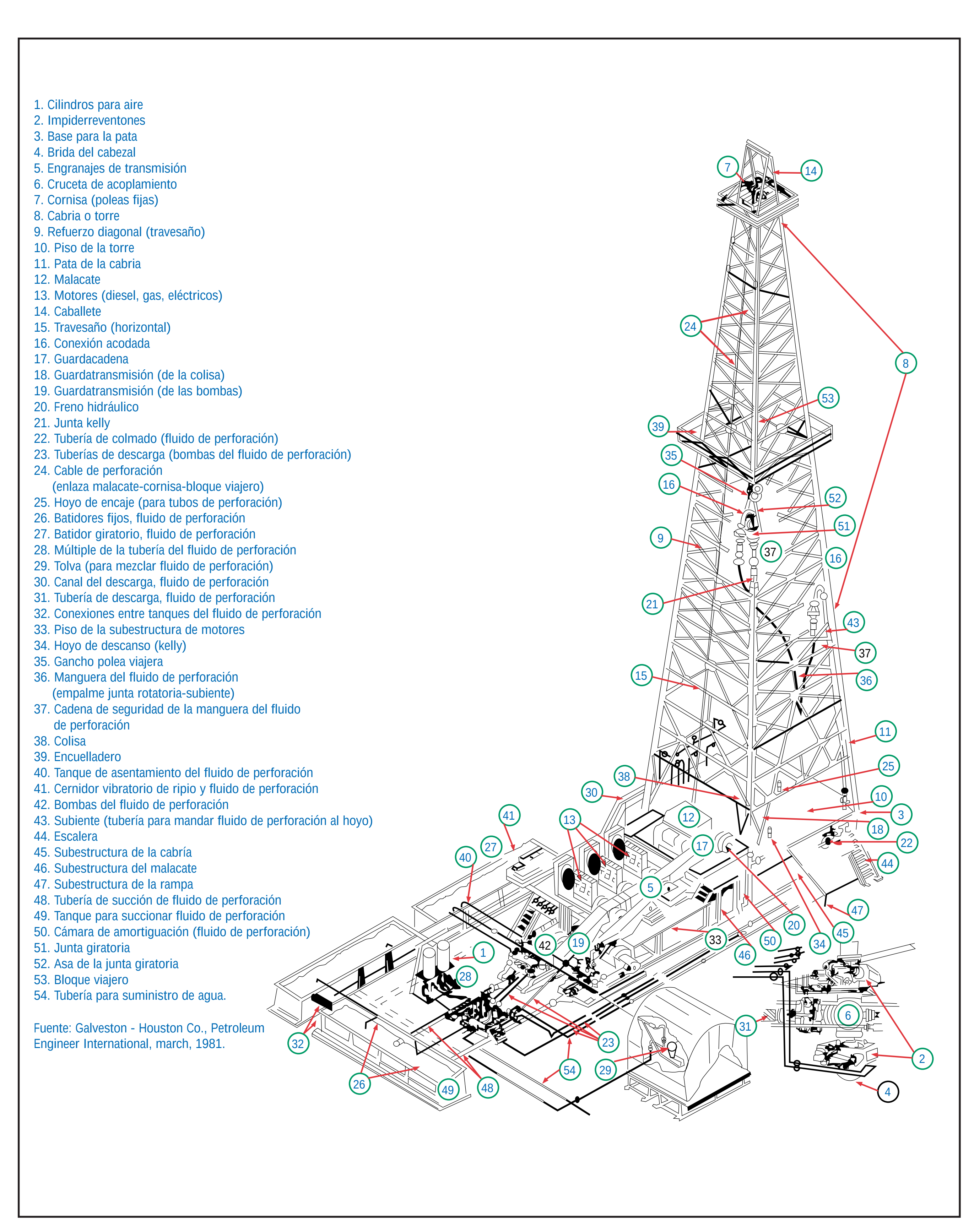


Fig. 3-6. Componentes del taladro de perforación rotatoria.

ces, el tiempo es primordial e influye en la economía y eficiencia de la perforación.

La planta de fuerza motriz

La potencia de la planta debe ser suficiente para satisfacer las exigencias del sistema de izaje, del sistema rotatorio y del sistema de circulación del fluido de perforación.

La potencia máxima teórica requerida está en función de la mayor profundidad que pueda hacerse con el taladro y de la carga más pesada que represente la sarta de tubos requerida para revestir el hoyo a la mayor profundidad.

Por encima de la potencia teórica estimada debe disponerse de potencia adicional. Esta potencia adicional representa un factor de seguridad en casos de atasque de la tubería de perforación o de la de revestimiento, durante su inserción en el hoyo y sea necesario templar para librarlas. Naturalmente, la torre o cabria de perforación debe tener capacidad o resistencia suficientes para aguantar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La planta consiste generalmente de dos o más motores para mayor flexibilidad de intercambio y aplicación de potencia por engranaje, acoplamientos y embragues adecuados a un sistema particular.

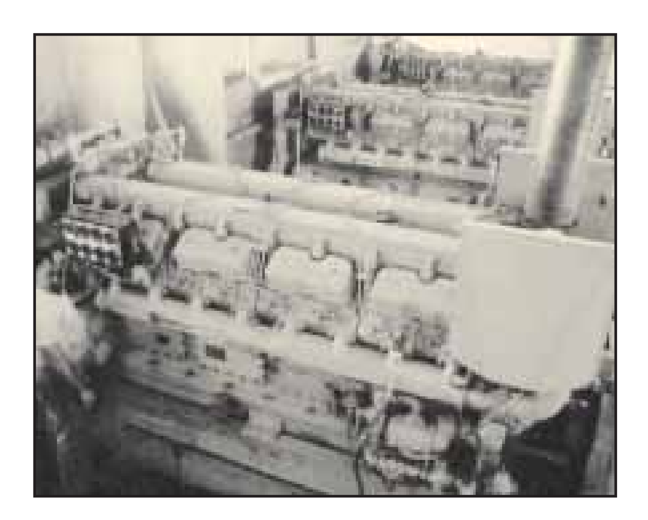


Fig. 3-7. Motores componentes de una planta de fuerza.

Así que, si el sistema de izaje requiere toda la potencia disponible, ésta puede utilizarse plenamente. De igual manera, durante la perforación, la potencia puede distribuirse entre el sistema rotatorio y el de circulación del fluido de perforación.

La siguiente relación da una idea de profundidad y de potencia de izaje (caballos de fuerza, c.d.f. o H.P.) requerida nominalmente.

Tabla 3-1. Profundidad y potencia de izaje requerida

Profundidad (m)	Potencia de izaje (c.d.f.)
1.300 - 2.200	550
2.100 - 3.000	750
2.400 - 3.800	1.000
3.600 - 4.800	1.500
3.600 - 5.400	2.100
3.900 - 7.600	2.500
4.800 - 9100	3.000

El tipo de planta puede ser mecánica, eléctrica o electromecánica. La selección se hace tomando en consideración una variedad de factores como la experiencia derivada del uso de uno u otro tipo de equipo, disponibilidad de personal capacitado, suministros, repuestos, etc. El combustible más usado es diesel pero también podría ser gas natural o GLP (butano). La potencia de izaje deseada y, por ende, la profundidad máxima alcanzable depende de la composición de la sarta de perforación.

El sistema de izaje

Durante cada etapa de la perforación, y para las subsecuentes tareas complementarias de esas etapas para introducir en el hoyo la sarta de tubos que reviste la pared del hoyo, la función del sistema izaje es esencial.

Meter en el hoyo, sostener en el hoyo o extraer de él tan pesadas cargas de tubos, requiere de un sistema de izaje robusto, con suficiente potencia, aplicación de velocidades adecuadas, freno eficaz y mandos seguros que

garanticen la realización de las operaciones sin riesgos para el personal y el equipo.

Los componentes principales del sistema de izaje son:

El malacate

Ubicado entre las dos patas traseras de la cabria, sirve de centro de distribución de potencia para el sistema de izaje y el sistema rotatorio. Su funcionamiento está a cargo del perforador, quien es el jefe inmediato de la cuadrilla de perforación.

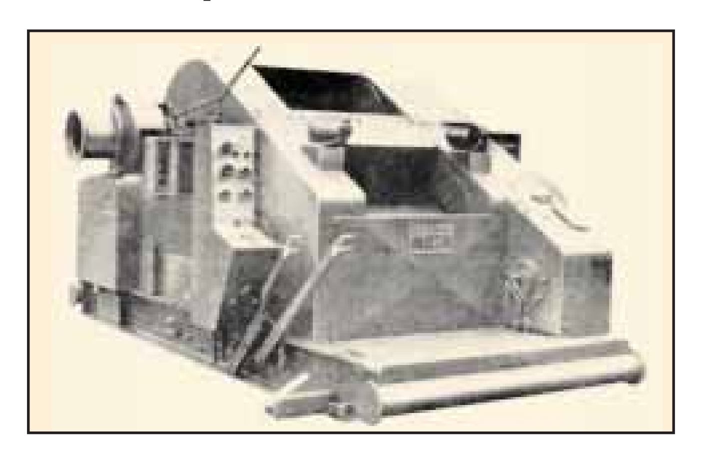


Fig. 3-8. Ejemplo de un tipo de malacate de perforación.

El malacate consiste del carrete principal, de diámetro y longitud proporcionales según el modelo y especificaciones generales. El carrete sirve para devanar y mantener arrollados cientos de metros de cable de perforación. Por medio de adecuadas cadenas de transmisión, acoplamientos, embragues y mandos, la potencia que le transmite la planta de fuerza motriz puede ser aplicada al carrete principal o a los ejes que accionan los carretes auxiliares, utilizados para enroscar y desenroscar la tubería de perforación y las de revestimiento o para manejar tubos, herramientas pesadas u otros implementos que sean necesarios llevar al piso del taladro. De igual manera, la fuerza motriz puede ser dirigida y aplicada a la rotación de la sarta de perforación.

La transmisión de fuerza la hace el malacate por medio de la disponibilidad de una serie de bajas y altas velocidades, que el perforador puede seleccionar según la magnitud de la carga que representa la tubería en un momento dado y también la ventaja mecánica de izaje representada por el número de cables que enlazan el conjunto de poleas fijas en la cornisa de la cabria con las poleas del bloque viajero.

El malacate es una máquina cuyas dimensiones de longitud, ancho y altura varían, naturalmente, según su potencia. Su peso puede ser desde 4,5 hasta 35,5 toneladas, de acuerdo con la capacidad de perforación del taladro.

El cable de perforación

El cable de perforación, que se devana y desenrolla del carrete del malacate, enlaza los otros componentes del sistema de izaje como son el cuadernal de poleas fijas ubicado en la cornisa de la cabria y el cuadernal del bloque viajero.

El cable de perforación consta generalmente de seis ramales torcidos. Cada ramal está formado a su vez por seis o nueve hebras exteriores torcidas también que recubren otra capa de hebras que envuelven el centro del ramal. Finalmente, los ramales cubren el centro o alma del cable que puede ser formado por fibras de acero u otro material como cáñamo.

La torcida que se le da a los ramales puede ser a la izquierda o a la derecha, pero

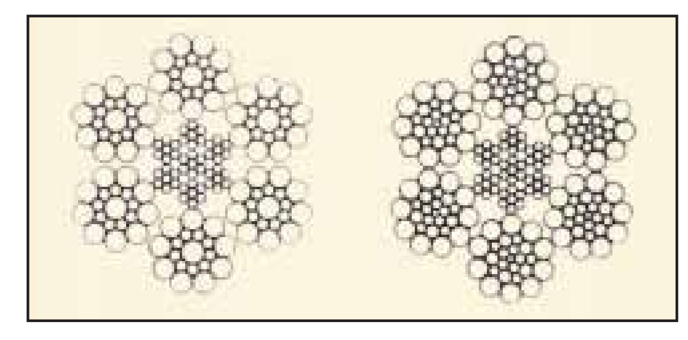


Fig. 3-9. Configuración y disposición de los elementos del cable de perforación.

para los cables de perforación se prefiere a la derecha. Los hilos de los ramales pueden ser torcidos en el mismo sentido o contrario al de los ramales. Estas maneras de fabricación de los cables obedecen a condiciones mecánicas de funcionamiento que deben ser satisfechas.

El cable tiene que ser fuerte para resistir grandes fuerzas de tensión; tiene que aguantar el desgaste y ser flexible para que en su recorrido por las poleas el tanto doblarse y enderezarse no debilite su resistencia; tiene que ser resistente a la abrasión y a la corrosión.

Normalmente, el diámetro de los cables de perforación es de 22 mm a 44 mm; con valores intermedios que se incrementan en 3,2 mm, aproximadamente. Según el calibre y el tipo de fabricación del cable, su resistencia mínima de ruptura en tensión puede ser de 31 a 36 toneladas, y la máxima de 75 a 139 toneladas. El peso por metro de cable va desde 2 kg hasta 8,5 kg según el diámetro. Por tanto, el peso de unos 100 metros de cable representa 200 a 850 kg.

La cabria de perforación

Se fabrican varios tipos de cabrias: portátil y autopropulsada, montadas en un vehículo adecuado; telescópicas o trípodes que sirven para la perforación, para el reacondicionamiento o limpieza de pozos.

La silueta de la cabria es de tipo piramidal y la más común y más usada es la rígida, cuyas cuatro patas se asientan y aseguran sobre las esquinas de una subestructura metálica muy fuerte.

La parte superior de esta subestructura, que forma el piso de la cabria, puede tener una altura de 4 a 8,5 metros. Esta altura permite el espacio libre deseado para trabajar con holgura en la instalación de las tuberías, válvulas y otros aditamentos de control que se ponen en la boca del hoyo o del pozo.

Entre pata y pata, la distancia puede ser de 6,4 a 9,1 metros, según el tipo de cabria, y el área del piso estaría entre 40 y 83 metros cuadrados.

La altura de la cabria puede ser de 26 a 46 metros. A unos 13, 24 ó 27 metros del piso, según la altura total de la cabria, va colocada una plataforma, donde trabaja el encuellador cuando se está metiendo o sacando la sarta de perforación. Esta plataforma forma parte del arrumadero de los tubos de perforación, los cuales por secciones de dos en dos (pareja) o de tres en tres (triple) se paran sobre el piso de la cabria y por la parte superior se recuestan y aseguran en el encuelladero.

La longitud total de tubería de perforación o de tubería de producción que pueda arrumarse depende del diámetro de la tubería. Como la carga y el área que representan los tubos arrumados verticalmente son grandes, la cabria tiene que ser fuerte para resistir además las cargas de vientos que pueden tener velocidad máxima de 120 a 160 kilómetros por hora (km/h). Por tanto, los tirantes horizontales y diagonales que abrazan las patas de la cabria deben conformar una estructura firme. Por otra parte, durante la perforación la tubería puede atascarse en el hoyo, como también puede atascarse la tubería revestidora durante su colocación en el hoyo. En estos casos hay que desencajarlas templando fuertemente y por ende se imponen a la cabria y al sistema de izaje, específicamente al cable de perforación, fuertes sobrecargas que deben resistir dentro de ciertos límites.

En su tope o cornisa, la cabria tiene una base donde se instala el conjunto de poleas fijas (cuadernal fijo). Sobre la cornisa se dispone de un caballete que sirve de auxiliar para los trabajos de mantenimiento que deben hacerse allí.

El aparejo o polipasto

Para obtener mayor ventaja mecánica en subir o bajar los enormes pesos que representan las tuberías, se utiliza el aparejo o polipasto.

Del carrete de abastecimiento se pasa el cable de perforación por la roldana de la polea del cuadernal de la cornisa y una roldana del bloque viajero, y así sucesivamente hasta haber dispuesto entre los dos cuadernales el número de cables deseados. La punta del cable se ata al carrete del malacate, donde luego se devanará y arrollará la longitud de cable deseado. Este cable -del malacate a la cornisa- es el cable vivo o móvil, que se enrolla o desenrolla del malacate al subir o bajar el bloque viajero. Como podrá apreciarse el cable vivo está sujeto a un severo funcionamiento, fatiga y desgaste.

El resto del cable que permanece en el carrete de abastecimiento no se corta sino que se fija apropiadamente en la pata de la cabria. Este cable -de la pata de la cabria a la cornisa- no se mueve y se le llama cable muerto; sin embargo, está en tensión y esto es aprovechado para colocarle un dispositivo que sirve para indicar al perforador el peso de la tubería.

Cuando por razones de uso y desgaste es necesario reemplazar el cable móvil, se procede entonces a desencajarlo del malacate, cortarlo y correrse el cable entre la polea fija y el bloque viajero, supliendo cable nuevo del carrete de almacenamiento.

Generalmente, el número de cables entre el bloque fijo y el bloque viajero puede ser 4, 6, 8, 10, 12 o más, de acuerdo al peso máximo que deba manejarse. También debe tomarse en consideración el número de poleas en la cornisa y el bloque, y además el diámetro del cable y la ranura por donde corre el cable en las poleas.

El bloque viajero es una pieza muy robusta que puede pesar entre 1,7 y 11,8 toneladas y tener capacidad de carga entre 58 y 682 toneladas, según sus dimensiones y especificaciones. Forma parte del bloque viajero un asa muy fuerte que lleva en su extremo inferior, del cual cuelga el gancho que sirve para sostener la junta giratoria del sistema de rotación durante la perforación. Del gancho cuelgan también eslabones del elevador que sirven para colgar, meter o sacar la tubería de perforación.

El funcionamiento y trabajo del aparejo puede apreciarse por medio de los siguientes conceptos:

Cuando se levanta un peso por medio del uso de un aparejo sencillo de un solo cable, el cable móvil es continuo. La velocidad de ascenso es igual en el cable que sujeta el peso y en el cable que se arrolla en el malacate. De igual manera, la tensión, descartando fuerzas de fricción, es igual en ambos cables. El porcentaje de eficiencia de este simple sistema es 100%, lo cual puede comprobarse por la fórmula:

$$E = 1/1{,}04^{N-1}$$

donde N representa el número de cables entre el bloque fijo y el viajero. Entonces:

$$E = \frac{1}{1{,}04^{N-1}} = \frac{1}{1{,}04^{0}} = \frac{1}{1} = 1 \text{ ó } 100\ \%$$

Si el sistema tuviese cuatro cables entre los bloques, su eficiencia en velocidad sería reducida:

$$E = \frac{1}{1{,}04^{4-1}} = \frac{1}{1{,}04^{3}} = \frac{1}{1{,}125} = 0{,}8889$$
$$= 88{,}89\ \%$$

Pero se gana en que el peso lo soportan cuatro cables y de acuerdo con la resistencia de ruptura del cable en tensión, el sistema permite manejar pesos mayores. Sin embargo, sobre la velocidad de ascenso de la carga, debe observarse que, en el primer caso, por cada metro de ascenso se arrollan cuatro metros en el malacate.

Con respecto a la fuerza de tensión que el malacate debe desarrollar al izar la carga, se aprecia que en el caso del polipasto de

un solo cable es 100 %, o equivalente a la tensión que ejerce la carga. Esto se verifica por la siguiente fórmula:

$$F = \frac{1}{N \times E} = \frac{1}{1 \times 1} = \frac{1}{1} = 1$$

En la que N representa el número de cables entre la cornisa y el bloque, y E la eficiencia calculada antes.

Para el segundo caso, el factor de tensión en el cable móvil para izar la carga es mucho menor, debido a que cuatro cables enlazan las poleas:

$$F = \frac{1}{N \times E} = \frac{1}{4 \times 0{,}8889} = \frac{1}{3{,}56} = 0{,}2812$$

Por tanto, se podrán apreciar las ventajas mecánicas y las razones por las que en la práctica los componentes del sistema de izaje son seleccionados de acuerdo con las exigencias de la perforación, que pueden ser para un hoyo somero, o sea hasta 1.000 metros; profundo, hasta 4.500 metros; muy profundo, hasta 6.000 metros, y super profundo, de esa profundidad en adelante.

El sistema rotatorio

El sistema rotatorio es parte esencial del taladro o equipo de perforación. Por medio de sus componentes se hace el hoyo hasta la profundidad donde se encuentra el yacimiento petrolífero.

En sí, el sistema se compone de la mesa rotatoria o colisa; de la junta o unión giratoria; de la junta kelly o el kelly; de la sarta o tubería de perforación, que lleva la sarta lastrabarrena, y finalmente la barrena.

La mesa rotatoria o colisa

La colisa va instalada en el centro del piso de la cabria. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman el armazón del piso, reforzado con puntales adicionales.

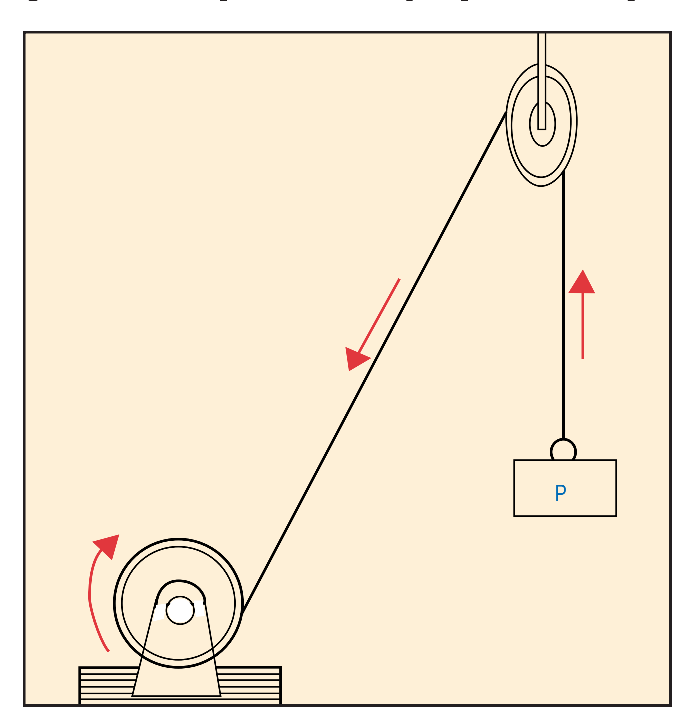


Fig. 3-10. Cable móvil continuo.

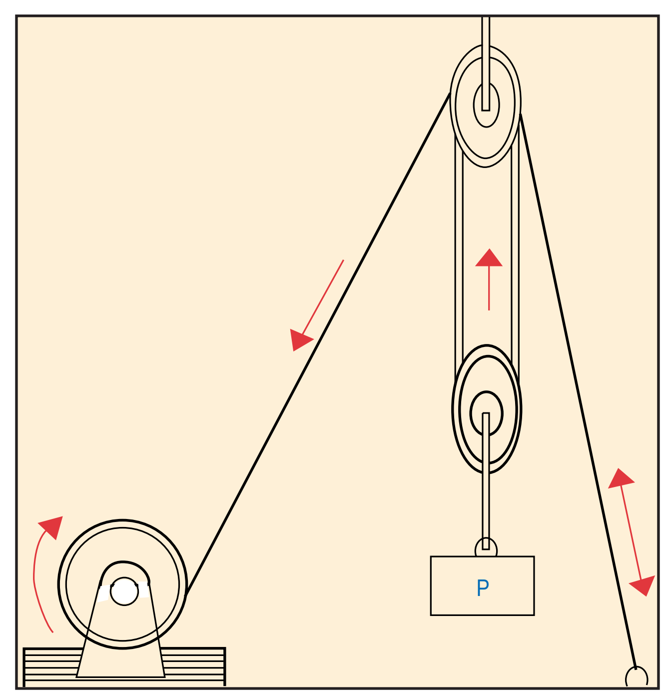


Fig. 3-11. Más cables entre poleas menos tensión en el cable móvil.

La colisa tiene dos funciones principales: impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación o sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para seguir ahondando el hoyo, o sostener el peso de la sarta cuando sea necesario para desenroscar toda la sarta en parejas o triples para sacarla toda del hoyo. Además, la colisa tiene que aguantar cargas muy pesadas durante la metida de la sarta de revestimiento en el hoyo.

Por tanto, y según la capacidad del taladro, la colisa tiene que resistir cargas estáticas o en rotación que varían según la profundidad del pozo. Estas cargas pueden acusar desde 70 hasta 1.000 toneladas. De allí que la colisa sea de construcción recia, de 1,20 a 1,5 metros de diámetro, con pistas y rolineras de aceros de alta calidad, ya que la velocidad de rotación requerida puede ser de muy pocas a 500 revoluciones por minuto. Las dimensiones generales de ancho, largo y altura de la mesa rotatoria varían según especificaciones y su robustez puede apreciarse al considerar que su peso aproximado es de 2 a 12 toneladas.

La dimensión principal de la colisa y la que representa su clasificación es la apertura circular que tiene en el centro para permitir el paso de barrenas y tuberías de revestimiento. Esta apertura única y máxima que tiene cada colisa permite que se les designe como de 305, 445, 521, 698, 952 ó 1.257 mm, que corresponden respectivamente a 12, $17^{1/2}$, $20^{1/2}$, $27^{1/2}$, $37^{1/2}$, y $49^{1/2}$ pulgadas de diámetro.

A la colisa se le puede impartir potencia de manera exclusiva acoplándole una unidad motriz independiente. Pero generalmente su fuerza de rotación se la imparte la planta motriz del taladro, a través del malacate, por medio de transmisiones, acoplamientos y mandos apropiados.

La junta giratoria

La junta giratoria tiene tres puntos importantes de contacto con tres de los sistemas componentes del taladro. Por medio de su asa, cuelga del gancho del bloque viajero. Por medio del tubo conector encorvado, que lleva en su parte superior, se une a la manguera del fluido de perforación, y por medio del tubo conector que se proyecta de su base se enrosca a la junta kelly.

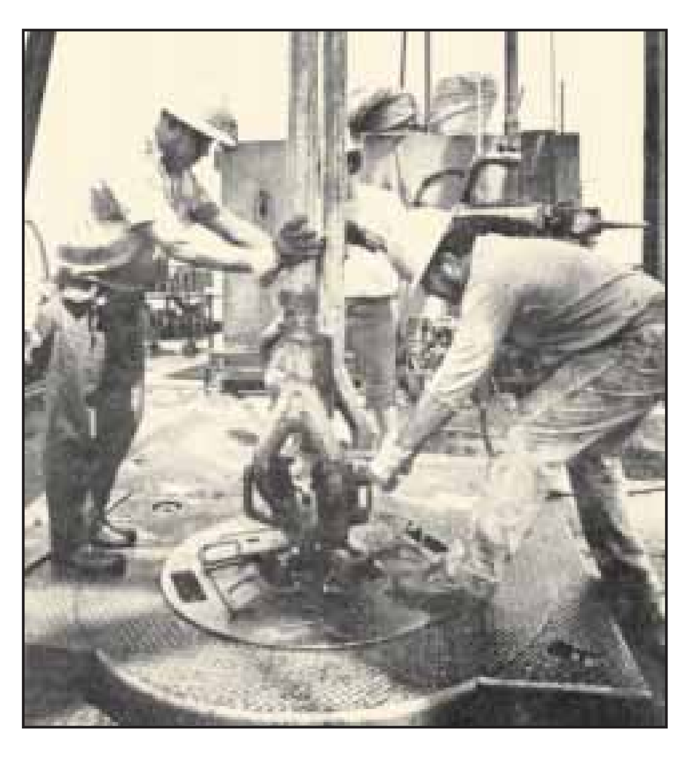


Fig. 3-12. Acoplando el elevador al tubo de perforación que cuelga de la colisa para luego izar la sarta de perforación y proseguir una más veces con las maniobras de extracción hasta sacar toda la sarta del hoyo.

Tanto por esta triple atadura y su propia función de sostener pesadas cargas, girar su conexión con la kelly y resistir presión de bombeo hasta 352 kg/cm^3, la junta tiene que ser muy sólida, contra fuga de fluido y poseer rolineras y pista de rodaje resistentes a la fricción y el desgaste. La selección de su robustez depende de la capacidad máxima de perforación del taladro. La junta por sí sola puede pesar entre 0,5 y 3,3 toneladas.

Los adelantos en el diseño, capacidad y funcionamiento de las partes del taladro no se detienen. Hay innovaciones que son muy especiales. Tal es el invento de la junta

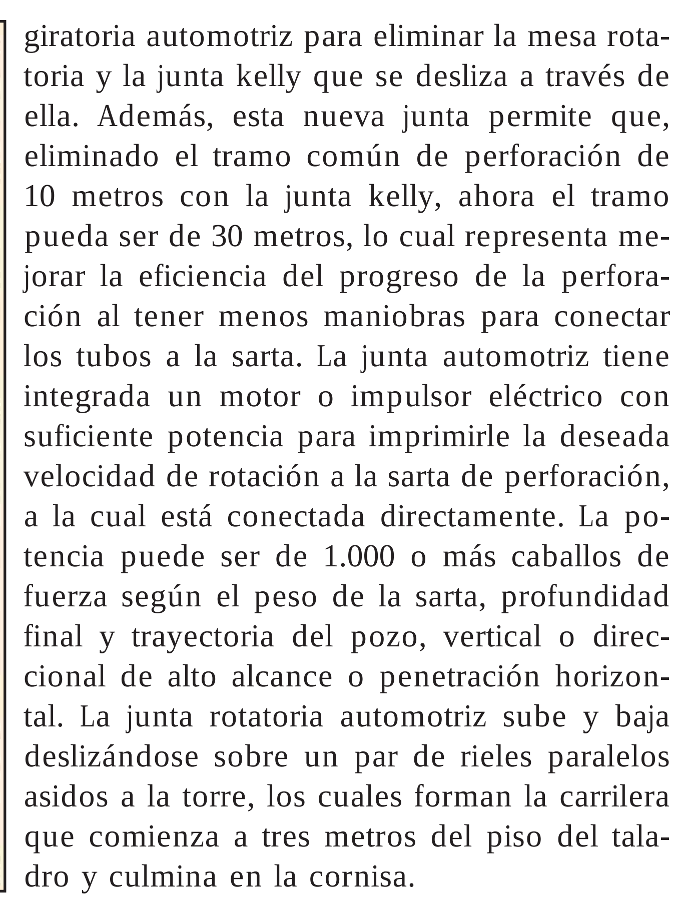


Fig. 3-13. Aspecto de una junta kelly.

giratoria automotriz para eliminar la mesa rotatoria y la junta kelly que se desliza a través de ella. Además, esta nueva junta permite que, eliminado el tramo común de perforación de 10 metros con la junta kelly, ahora el tramo pueda ser de 30 metros, lo cual representa mejorar la eficiencia del progreso de la perforación al tener menos maniobras para conectar los tubos a la sarta. La junta automotriz tiene integrada un motor o impulsor eléctrico con suficiente potencia para imprimirle la deseada velocidad de rotación a la sarta de perforación, a la cual está conectada directamente. La potencia puede ser de 1.000 o más caballos de fuerza según el peso de la sarta, profundidad final y trayectoria del pozo, vertical o direccional de alto alcance o penetración horizontal. La junta rotatoria automotriz sube y baja deslizándose sobre un par de rieles paralelos asidos a la torre, los cuales forman la carrilera que comienza a tres metros del piso del taladro y culmina en la cornisa.

La junta kelly

Generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal, o redonda y acanalada, y su longitud puede ser de 12, 14 ó 16,5 metros. Su diámetro nominal tiene rangos que van de 6 cm hasta 15 cm, y diámetro interno de 4 cm a 9 cm. El peso de esta junta varía de 395 kg a 1,6 toneladas. Esta pieza se conoce por el nombre propio de su inventor, Kelly. La mayoría de las veces tiene forma cuadrada; en castellano le llaman “el cuadrante”.

La junta tiene roscas a la izquierda y la conexión inferior que se enrosca a la sarta de perforación tiene roscas a la derecha.

La kelly, como podrá deducirse por su función, es en sí un eje que lleva un buje especial que encastra en la colisa y por medio de este buje la colisa le imparte rotación. Como la kelly está enroscada a la junta giratoria y ésta a su vez cuelga del bloque viajero, el perforador hace bajar lenta y controladamente el bloque viajero y la kelly se desliza a través del buje y de la colisa. Una vez que toda la longitud de la kelly ha pasado por el buje, el hoyo se ha ahondado esa longitud, ya que la sarta de perforación va enroscada a la kelly.

Para seguir profundizando el hoyo, el perforador iza la kelly, desencaja el buje de la colisa, el cual queda a cierta altura de la mesa, para permitir que sus ayudantes, los cuñeros, coloquen cuñas apropiadas entre el tubo superior de la sarta de perforación y la colisa para que cuando el perforador baje la sarta lentamente ésta quede colgando segura y firmemente de la colisa. Entonces se puede desenroscar la kelly para agregar otro tubo de perforación a la sarta. Agregado el nuevo tubo, se iza la sarta, se sacan las cuñas y se baja la parte superior del nuevo tubo hasta la colisa para volver a acuñar y colgar la sarta otra vez y luego enroscarle una vez más la kelly, izar, sacar las cuñas, encastrar el buje en la colisa, rotar y continuar así ahondando el hoyo la longitud de la kelly otra vez.

Por su función, por las cargas estáticas y dinámicas a que está sometida, por los esfuerzos de torsión que se le imponen, porque su rigidez y rectitud son esenciales para que baje libremente por el buje y la colisa, la kelly es una pieza que tiene que ser fabricada con aleaciones de los aceros más resistentes, muy bien forjados y adecuadamente tratados al calor.

Durante las tareas de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo, es necesario utilizar la polea viajera, su gancho y elevadores por mucho tiempo. Por esto, la junta kelly y la junta giratoria son entonces apartadas y la kelly se introduce en el hoyo de descanso, dispuesto especialmente para este fin a distancia de la colisa en el piso del taladro.

Además, para ganar tiempo en el manejo y disposición del tubo de perforación, que desde el arrumadero y por la planchada se trae al piso del taladro para añadirlo a la sarta,

en el piso de algunos taladros se dispone de otro hoyo adicional, hoyo de conexión, para este fin.

La sarta de perforación

La sarta de perforación es una columna de tubos de acero, de fabricación y especificaciones especiales, en cuyo extremo inferior va enroscada la sarta de lastrabarrena y en el extremo de ésta está enroscada la barrena, pieza también de fabricación y especificaciones especiales, que corta los estratos geológicos para hacer el hoyo que llegará al yacimiento petrolífero.

A toda la sarta le imparte su movimiento rotatorio la colisa por medio de la junta kelly, la cual va enroscada al extremo superior de la sarta. El número de revoluciones por minuto que se le impone a la sarta depende de las características de los estratos como también del peso de la sarta que se deje descansar sobre la barrena, para que ésta pueda efectivamente cortar las rocas y ahondar el hoyo. En concordancia con esta acción mecánica de desmenuzar las rocas actúa el sistema de circulación del fluido de perforación, especialmente preparado y dosificado, el cual se bombea por la parte interna de la sarta para que salga por la barrena en el fondo del hoyo y arrastre hasta la superficie la roca desmenuzada (ripio) por el espacio anular creado por la parte externa de la sarta y la pared del hoyo.

Del fondo del hoyo hacia arriba, la sarta de perforación la componen esencialmente: la barrena, los lastrabarrena, la tubería o sarta de perforación y la junta kelly, antes descrita. Además, debe tenerse presente que los componentes de las sartas siempre se seleccionan para responder a las condiciones de perforación dadas por las propiedades y características de las rocas y del tipo de perforación que se desee llevar a cabo, bien sea vertical, direccional, inclinada u horizontal. Estos parámetros indicarán si la sarta debe ser normal, flexible, rígida o provista también de estabilizadores, centralizadores, motor de fondo para la barrena u otros aditamentos que ayuden a mantener la trayectoria y buena calidad del hoyo.

En un momento dado, la sarta puede ser sometida a formidables fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, flexión o pandeo que más allá de la tolerancia mecánica normal de funcionamiento puede comprometer seriamente la sarta y el hoyo mismo. En casos extremos se hace hasta imposible la extracción de la sarta. Situaciones como ésta pueden ocasionar el abandono de la sarta y la pérdida del hoyo hecho, más la pérdida también de una cuantiosa inversión.

La barrena de perforación

Cada barrena tiene un diámetro específico que determina la apertura del hoyo que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren barrenas de diferentes diámetros, hay un grupo de gran diámetro que va desde 610 hasta 1.068 milímetros, 24 a 42 pulgadas, y seis rangos intermedios, para comenzar la parte superior del hoyo y meter una o dos tuberías de superficie de gran diámetro. El peso de esta clase de barrenas es de 1.080 a 1.575 kilogramos, lo cual da idea de la robustez de la pieza.

El otro grupo de barrenas, de 36 rangos intermedios de diámetro, incluye las de 73 hasta 660 milímetros de diámetro, 3 a 26 pulgadas, cuyos pesos acusan 1,8 a 552 kilogramos.

La selección del grupo de barrenas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio depende de los diámetros de las sartas de revestimiento requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de barrenas más adecuado que debe elegirse. Generalmen-

te, la elección de barrenas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área u otras áreas. En el caso de territorio virgen, se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustará la selección a las características de las rocas.

Tipos de barrenas

Originalmente, en los primeros años de utilización de la perforación rotatoria, el tipo común de barrena fue la de arrastre, fricción o aletas, compuesta por dos o tres aletas. La base afilada de las aletas, hechas de acero duro, se reforzaba con aleaciones metálicas más resistentes para darle mayor durabilidad. Algunos tipos eran de aletas reemplazables.

Este tipo de barrena se comportaba bien en estratos blandos y semiduros, pero en estratos duros o muy duros el avance de la perforación era muy lento o casi imposible. El filo de la aleta o cuchilla se tornaba romo rápidamente por el continuo girar sobre la roca dura, no obstante el peso que se impusiese a la barrena para lograr penetrar el estrato.

Al surgir la idea de obtener una muestra cilíndrica larga (núcleo) de las formaciones geológicas, la barrena de aleta fue rediseñada integrándole un cilindro de menor diámetro, concéntrico con el diámetro mayor de la barrena. Así que durante la perforación, la barrena desmenuza la superficie circular creada por la diferencia entre los dos diámetros, y el núcleo, de diámetro igual al cilindro interno de la barrena, se va cortando a medida que la barrena cortanúcleo avanza.

Actualmente, el diseño y fabricación de barrenas cortanúcleo satisfacen toda una gama de opciones en los tipos de aleta, de conos y de diamante industrial. Los diámetros varían desde 114 hasta 350 milímetros, $4^{1}/2$ a 14 pulgadas, y el núcleo obtenible puede ser de



Fig. 3-14. Tipo de barrena de conos y muestra de sus partes internas.

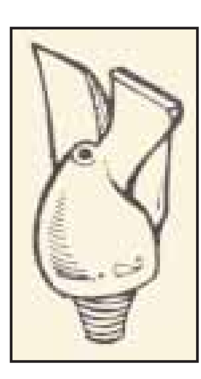


Fig. 3-15. Barrena tipo arrastre.

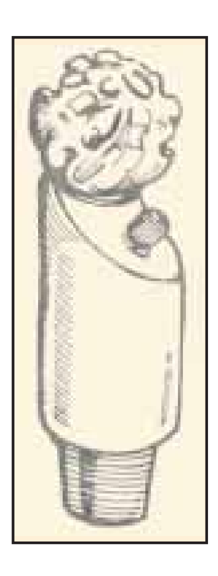


Fig. 3-16. Barrena tipo excéntrica.

28 hasta 48 milímetros de diámetro, $1\frac{1}{8}$ a $1\frac{7}{8}$ pulgadas y longitudes de 1,5; 3; 4,5 metros y hasta 18 metros.

A partir de 1909, la barrena de conos giratorios hizo su aparición. Este nuevo tipo de barrena ganó aceptación bien pronto y hasta ahora es el tipo más utilizado para perforar rocas, desde las blandas hasta las duras y muy duras. Las barrenas se fabrican de dos, tres o cuatro conos. A través de la experiencia acumulada durante todos estos años, el diseño, la disposición y características de los dientes integrales o los de forma esférica, semiesférica o botón incrustados, tienden a que su durabilidad para cortar el mayor volumen posible de roca se traduzca en la economía que representa mantener activa la barrena en el hoyo durante el mayor tiempo posible.

Cada cono rota alrededor de un eje fijo que tiene que ser muy fuerte para que cada cono soporte el peso que se le impone a la barrena y pueda morder bien la roca para desmenuzarla. Por tanto, el encaje del cono en el eje tiene que ser muy seguro para evitar que el cono se desprenda. El movimiento rotatorio eficaz del cono se debe al conjunto de rolineras internas empotradas alrededor del eje, las cuales por lubricación adecuadamente hermética mantienen su deslizamiento.

Además, la disposición, el diámetro y las características de los orificios o boquillas fijas o reemplazables por donde sale el fluido de perforación a través de la barrena, han sido objeto de modificaciones técnicas para lograr mayor eficacia hidráulica tanto para mantener la barrena en mejor estado físico como para mantener el fondo del hoyo libre del ripio que produce el avance de la barrena.

Por los detalles mencionados, se apreciará que la fabricación de barrenas requiere la utilización de aceros duros y aleaciones especiales que respondan a las fuerzas y desgaste que imponen a las diferentes partes de la barrena la rotación y el peso, la fricción, el calor y la abrasión.

Otro tipo de barrenas, llamadas de diamante, porque su elemento cortante lo forman diamantes industriales o diamantes policristalinos compactos incrustados en el cuerpo de la barrena, también son usadas con éxito en la perforación. El diseño del cuerpo de la barrena así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas. Para elegir apropiadamente la barrena para cortar determinado tipo de roca lo mejor es consultar los catálogos de los fabricantes y verificar las experiencias logradas en el área donde se intenta abrir el pozo.

Durante los últimos años se viene experimentando y acumulando experiencia con la perforación con aire en vez del fluido acostumbrado. Esta nueva modalidad ha introducido cambios en el tipo de barrena requerida.

Por otra parte, desde hace muchos años se realizan intentos por perfeccionar la turboperforadora. Este método es radical en el sentido de que la sarta de perforación no rota pero la rotación de la barrena se logra aplicándole la fuerza motriz directamente en el fondo del hoyo.

También se experimenta con una barrena de banda o de cadena por la cual se intenta que, sin sacar la tubería, el elemento cortante de la barrena puede ser reemplazado a medida que la parte en contacto con la roca acuse desgaste y no sea efectivo el avance para ahondar el hoyo.

La variedad de tipos de barrenas disponibles demuestra el interés que los fabricantes mantienen para que el diseño, la confección y utilización de barrenas de perforación representen la más acendrada tecnología.

Al final de cuentas, lo más importante es seleccionar la barrena que permanezca más tiempo efectivo ahondando el hoyo. En la



Fig. 3-17. Las labores de perforación han servido de aula y de laboratorio para adquirir experiencias y perfeccionar los equipos para estas tareas.

práctica, el costo de perforación por metro de formación horadada se obtiene utilizando los siguientes factores, que representan datos del Informe Diario de Perforación. Así que:

Costo de perforación por metro = A/B

donde A = (número de horas perforando + horas metiendo y sacando sarta) x costo por hora de operación del taladro + costo neto de la barrena + costo del fluido de perforación durante el manejo de la sarta.

B = metros de formación cortada por la barrena.

Ejemplo numérico hipotético, en orden de enunciado de los factores:

$$\text{Costo, Bs./metro} = \frac{(52+9) \times 70.655 + 321.500 + 10.800}{396} = 11.722,87$$

El costo depende también del tipo de pozo: exploratorio, semiexploratorio de avanzada, de desarrollo o de largo alcance, inclinado o de la clase horizontal y si la operación es en tierra o costafuera y otros aspectos de topografía y ambiente.

En el caso de pozos ultra profundos de exploración, de 5.500 - 6.500 metros, en áreas remotas de difícil acceso, el costo promedio de perforación, a precios de 1996, puede ser de Bs. 425.000 por metro o más. Esto da una idea del riesgo del negocio corriente arriba. Cuando este tipo de pozo no tiene acumulaciones petrolíferas comerciales, lo que queda es el conocimiento adquirido de la columna geológica y mejor interpretación del subsuelo y también la valiosísima experiencia de haber hecho un pozo hasta esa profundidad.

La tubería lastrabarrena

Durante los comienzos de la perforación rotatoria, para conectar la barrena a la sarta de perforación se usaba una unión corta, de diámetro externo mucho menor, naturalmente, que el de la barrena, pero algo mayor que el de la sarta de perforación.

Por la práctica y experiencias obtenidas de la función de esta unión y del comportamiento de la barrena y de la sarta de perforación evolucionó la aplicación, los nuevos diseños y la tecnología metalúrgica de fabricación de los lastrabarrenas actuales.

Se constató que la unión, por su rigidez, mayor diámetro y peso mantenía la barrena más firme sobre la roca. Se dedujo entonces que una sarta de este tipo, por su longitud y peso serviría como un lastre para facilitar la imposición opcional del peso que debía mantenerse sobre la barrena para desmenuzar la roca. Esta opción se tradujo en mantener la tubería de perforación en tensión y no tener que imponerle pandeo y flexión para conservar sobre la barrena el lastre requerido para

ahondar el hoyo. Además, la dosificación del peso sobre la barrena podía regularla el perforador por medio del freno del malacate, de acuerdo con la dureza y características de los estratos. Esta práctica comenzó a dar buenos resultados al lograr que la trayectoria del hoyo se mantenga lo más verticalmente posible, controlando el peso sobre la barrena, la velocidad de rotación de la sarta y el volumen y velocidad anular del fluido de perforación bombeado.

Los lastrabarrena, como todo el equipo petrolero, se fabrican de acuerdo a normas y especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) utilizando aleaciones de aceros especiales con cromio y molibdeno que tengan óptima resistencia y ductibilidad. Generalmente, la longitud de cada tubo puede ser de 9, 9,5, 9,75, 12,8 y 13,25 metros. La gama de diámetros externos va de 189 a 279 milímetros, 7 a 11 pulgadas, y los diámetros internos de 38 a 76 milímetros y peso de 364 a 4.077 kilos, respectivamente.

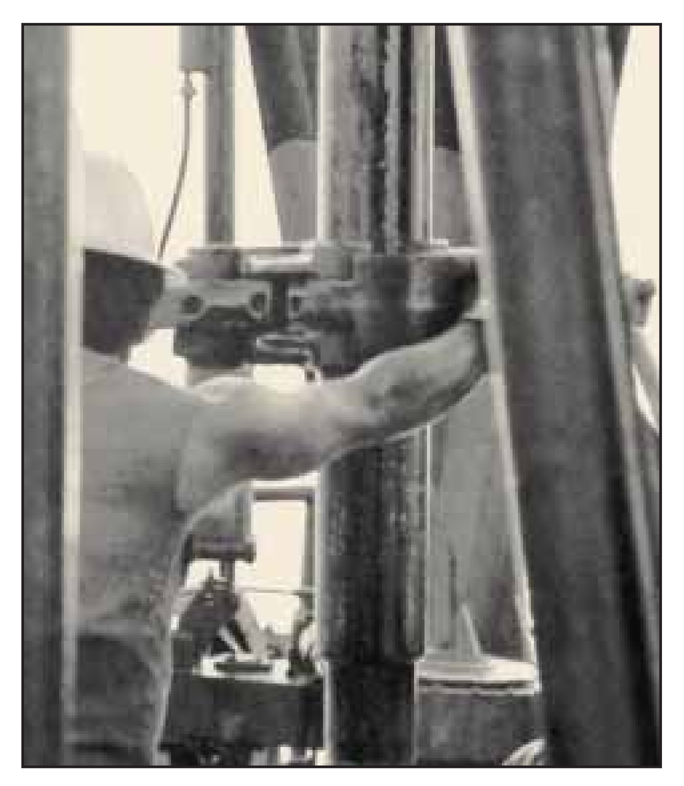


Fig. 3-18. Enrosque y metida de un tubo en el hoyo.

El tipo de rosca en la espiga y caja (macho y hembra) en los extremos de cada lastrabarrena es muy importante. Al enroscar el lastrabarrena a la barrena y luego cada lastrabarrena subsiguiente se debe hacer una conexión hermética, y los tubos deben apretarse de acuerdo con la fuerza de torsión recomendada para cada diámetro y conexión. La fuga de fluido por una conexión puede ocasionar el desprendimiento de la parte inferior de la sarta, lo que podría tornarse en una difícil tarea de pesca con consecuencias impredecibles. En la práctica, el diámetro de la sarta de lastrabarrena se escoge de acuerdo al diámetro de la barrena y del revestidor en el hoyo. Su longitud tiene que ser lo suficiente para proveer el peso máximo que debe imponérsele a la barrena, el cual expresado en milímetros de diámetro de la barrena, y de acuerdo a la dureza de la roca y la velocidad de rotación, puede ser para rocas blandas de 54 a 90 kilos por milímetro de diámetro (a 100 - 45 r.p.m.); muy blandas de 54 a 90 kilos (a 250 - 100 r.p.m.); medianamente duras de 70 a 142 kilos (a 100 - 40 r.p.m.); en formaciones duras 140 a 268 kilos (a 60 - 40 r.p.m.).



Fig. 3-19. Lastrabarrena.

Los lastrabarrena son, generalmente, redondos y lisos, pero los hay también con acanalamiento normal o en espiral, y del tipo cuadrado.

Los diseños fuera de lo corriente se usan para evitar la adhesión del lastrabarrena a la pared de hoyo, ya que por el acanalamiento de su superficie el área de contacto es menor.

El diseño y la selección de los componentes de la sarta de perforación (barrena, lastrabarrena, tubería de perforación y dispositivos complementarios como amortiguadores; estabilizadores y protectores que lleva la tubería de perforación para disminuir el roce con la sarta de revestimiento), son tareas muy importantes que requieren aplicaciones tecnológicas y experiencias prácticas para lograr hacer un buen hoyo y al menor costo posible.

La tubería de perforación

La tubería de perforación va conectada al lastrabarrena superior y su último tubo se enrosca a la junta kelly, la cual le imparte a la barrena y a toda la sarta el movimiento rotatorio producido por la colisa.

Esta sección de la sarta de perforación va aumentando en longitud a medida que se va ahondando el hoyo, como se mencionó al describir la función de la junta kelly.

Además de las funciones de hacer girar e imponer peso a la barrena, la tubería de perforación es parte esencial del conducto que lleva el fluido de perforación desde las bombas al fondo del hoyo, a través de la barrena.

Por tanto, la tubería de perforación está expuesta a fuertes fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, de flexión y pandeo, de torsión, de aprisionamiento por derrumbe del hoyo, de roce, de fatiga, de rebote y desgaste general. De allí que la fabricación se haga utilizando aleaciones especiales de acero, cuyas características soporten los esfuerzos a que están sujetos en el hoyo tanto cada tubo como las conexiones que los unen.

La tubería de perforación se fabrica en una variada selección de diámetros externos nominales desde 25,4 hasta 317,5 milímetros.

Los diámetros por debajo de 76 milímetros y los mayores de 139,7 milímetros se emplean para casos especiales. Generalmente, los diámetros de uso corriente son de 88,9, 101,6, 114,3, 127 y 139,7 milímetros que, respectivamente, corresponden a $3^{1/2}$, 4, $4^{1/2}$, 5, $5^{1/2}$ pulgadas. La longitud de cada tubo varía según el rango API. El rango 1 abarca una longitud de 5,5 a 6,7 metros; el rango 2, de 8,2 a 9,1 metros y el rango 3, de 11,6 a 13,7 metros.

Las siderúrgicas y suplidores de tuberías para la industria petrolera ofrecen una variada selección corriente de tubos pero también pueden satisfacer pedidos especiales de los usuarios. Cuando se requiere una sarta de perforación debe pensarse en las características deseadas: longitud total de la sarta y rango de longitud de los tubos; diámetro nominal e interno del tubo; grado del material (D, E u otro especial); punto cedente en tensión (carga); punto cedente en torsión (momento); peso por metro de longitud; tipo de conexión;

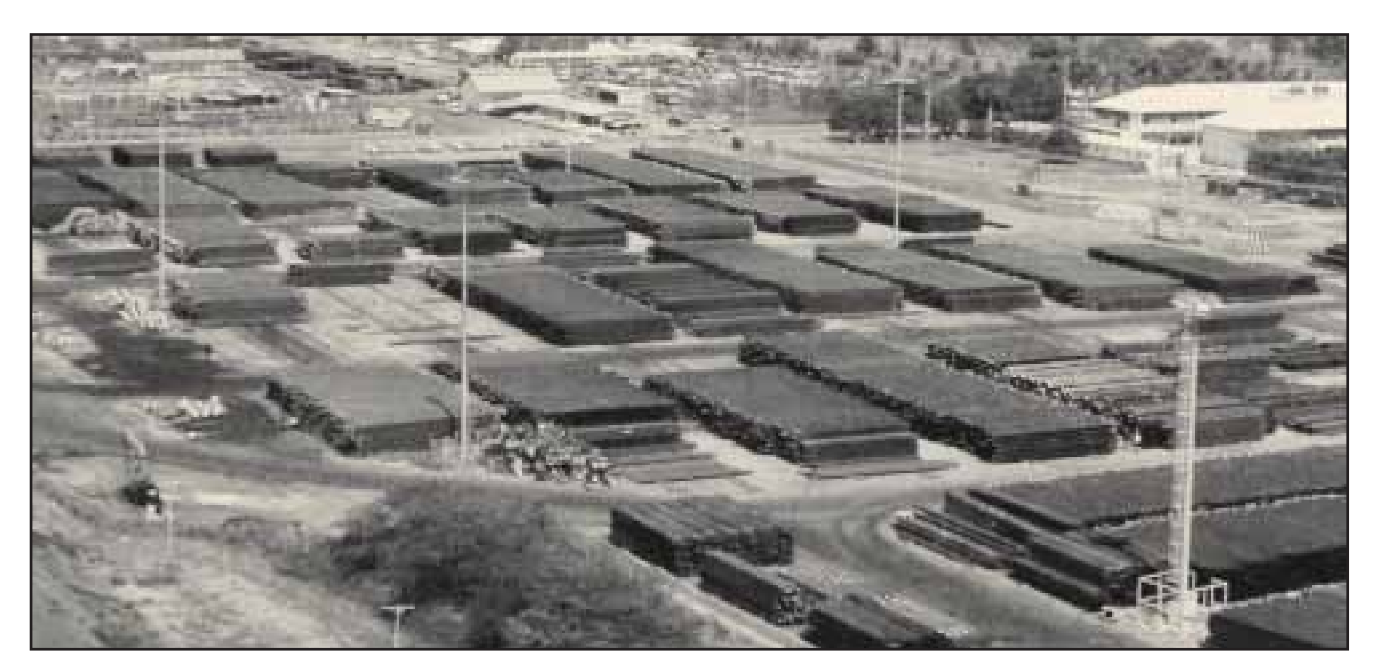


Fig. 3-20. Patio de almacenaje de los distintos tipos de tuberías de perforación, de revestidores y de producción requeridas en las operaciones.

longitud, diámetro externo e interno, recalcado interior o exterior o ambos; punto cedente de tensión y en torsión, y momento necesario de torsión de enrosque.

La selección de los componentes principales de toda la sarta, así como dispositivos auxiliares necesarios, dependen fundamentalmente del diámetro y de la profundidad del hoyo como también de las características y comportamiento de los estratos que ha de desmenuzar la barrena.

La selección se hace aún muchísimo más importante para áreas donde se dificulta mantener el hoyo recto, debido al buzamiento y al grado de dureza e intercalación de estratos diferentes.

De igual manera, merece atención si en el área de la perforación existe la presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S), que por su acción corrosiva puede someter a la sarta a severo debilitamiento de sus características metalúrgicas.

La inspección, la protección de las roscas, el adecuado transporte, arrume y manejo de la sarta, y lubricación apropiada de las conexiones cada vez que cada tubo se mete en el hoyo son tareas importantes para conservar la sarta en buen estado.

Por sí, la sarta con todos sus componentes representa una inversión que se hace más cuantiosa en relación a su longitud, ya que la capacidad del taladro puede ser para hacer hoyos muy profundos hasta 9.145 metros o más.

En la búsqueda de yacimientos en formaciones del Cretáceo, las perforaciones que desde 1980 hizo Lagoven en el Zulia son de las más profundas registradas en Venezuela: Urdaneta 5.740 metros; Cabimas 5.049 metros; Sur-Oeste-Lago 5.263 metros; Tía Juana 5.379 metros; Aricuaisá 5.685 metros; Alturitas 5.263 metros; San Julián 5.635 metros, donde Corpoven terminó un magnífico productor, 1.495 b/d de petróleo de 34,3° API, cuya profundidad final llegó a 5.678 metros.

En Oriente, la perforación profunda en áreas conocidas y nuevas tuvo éxito en Quiriquire 5.490 metros, Orocual 4.320 metros, Amarilis 5.948, El Furrial 4.750, Piedritas 4.941. Costafuera de la península de Paria y la región del delta del Orinoco se perforaron pozos profundos: Patao 4.146, Caracolito 5.675 y Tajalí 4.560 metros.

Toda esta actividad indica que en el país hay experiencia y capacidad para realizar la perforación de pozos profundos, al igual que en las áreas de operaciones más destacadas del mundo. Los pozos profundos de exploración de nuevos yacimientos son costosos. En 1990 a profundidad promedio de 5.059 metros el costo fue de Bs. 57.274 por metro y en 1991 a 5.509 metros el costo llegó a Bs. 124.851 por metro, según el PODE-MEM, 1991, p. 40.

El sistema de circulación del fluido de perforación

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido propiamente.

Las bombas de circulación

La función principal de la(s) bomba(s) de circulación es mandar determinado volumen del fluido a determinada presión, hasta el fondo del hoyo, vía el circuito descendente formado por la tubería de descarga de la bomba, el tubo de paral, la manguera, la junta rotatoria, la junta kelly, la sarta de perforación (compuesta por la tubería de perforación y la sarta lastrabarrena) y la barrena para ascender a la superficie por el espacio anular creado por la pared del hoyo y el perímetro exterior de la sarta de perforación. Del espacio anular, el fluido de perforación sale por el tubo de descarga hacia el cernidor, que separa del fluido la roca

desmenuzada (ripio) por la barrena y de allí sigue por un canal adecuado al foso o tanque de asentamiento para luego pasar a otro donde es acondicionado para vaciarse continuamente en el foso o tanque de toma para ser otra vez succionado por la(s) bomba(s) y mantener la continuidad de la circulación durante la perforación, o parada ésta se continuará la circulación por el tiempo que el perforador determine por razones operacionales.

La selección de las bombas depende de la profundidad máxima de perforación del taladro, que a la vez se traduce en presión y volumen del fluido en circulación. Las bombas son generalmente de dos (gemela) o tres (tríple) cilindros. Cada cilindro de la gemela (dúplex) descarga y succiona durante una embolada, facilitando así una circulación continua. La succión y descarga de la triple es sencilla pero por su número de cilindros la circulación es continua. Para evitar el golpeteo del fluido durante la succión y descarga, la bomba está provista de una cámara de amortiguación.

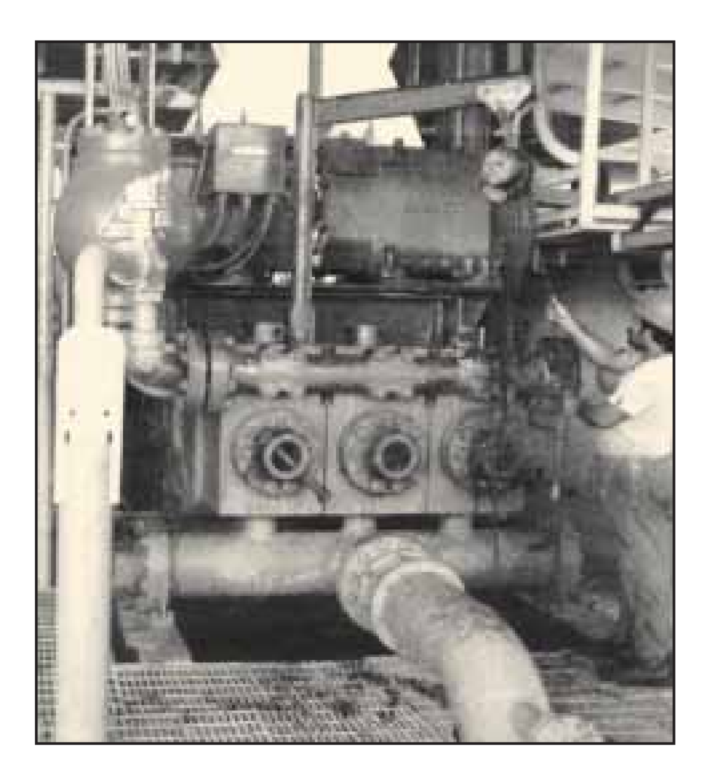


Fig. 3-21. Bomba para impulsar el fluido de perforación.

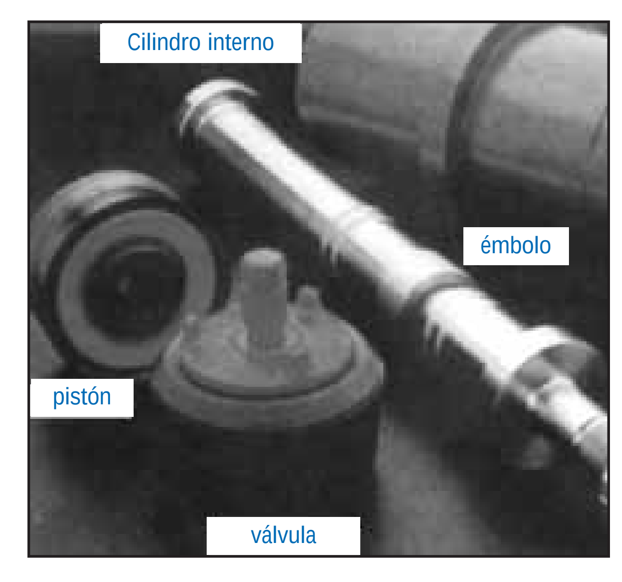


Fig. 3-22. Partes de la bomba del fluido de perforación.

Como en la práctica el volumen y la presión requeridas del fluido son diferentes en las etapas de la perforación, los ajustes necesarios se efectúan cambiando la camisa o tubo revestidor del cilindro por el de diámetro adecuado, y tomando en cuenta la longitud de la embolada se le puede regular a la bomba el número de emboladas para obtener el volumen y presión deseadas.

La potencia o c.d.f. (h.p.) requerida por la bomba se la imparte la planta de fuerza motriz del taladro, por medio de la transmisión y mandos apropiados. La potencia máxima de funcionamiento requerida por la bomba especifica su capacidad máxima.

Los ejemplos presentados en la Tabla 3-2 dan idea de las relaciones entre los parámetros y características de las bombas.

Entre el diámetro máximo y mínimo del émbolo, cada bomba puede aceptar tres o cuatro diámetros intermedios y cada cual dará relaciones diferentes de presión, caballaje y volumen, que pueden satisfacer situaciones dadas. Por tanto, al seleccionar la bomba, el interesado debe cotejar las especificaciones del fabricante con las necesidades del taladro para informarse sobre otros detalles importantes como son el diámetro del tubo de succión y el de

descarga; tipo de vástago para el émbolo y empacadura, lubricación y mantenimiento general de la bomba; tipos de engranajes y relaciones de velocidad, montaje y alineación, y todo cuanto propenda al funcionamiento eficaz de la bomba.

La bomba está sujeta a fuertes exigencias mecánicas de funcionamiento, las cuales se hacen más severas en perforaciones profundas. Aunque su funcionamiento es sencillo, su manufactura requiere la utilización de aleaciones de aceros específicos para garantizar su resistencia al desgaste prematuro. La bomba es una pieza costosa y se podrá apreciar su valor al considerar que además de la tecnología de fabricación que la produce, el peso del acero de sus componentes puede ser de 7 a 22 toneladas.

De la bomba a la junta giratoria

En este tramo del circuito de circulación del fluido, la conexión tipo brida de la descarga de la bomba se une, por medio de una tubería de diámetro apropiado, al tubo subiente o paral ubicado en la cabria.

El paral y la junta rotatoria se unen por una manguera flexible, pero muy resistente, para facilitar la subida y bajada de la junta kelly a sus puntos máximos durante la perforación u otras tareas, sin imponer esfuerzos de tensión ajenos al propio peso de la manguera o agudas curvaturas en sus extremos que la conectan al subiente y a la junta giratoria. Por tanto, la longitud de la manguera puede ser desde 11 hasta 28 metros y longitudes intermedias. Y para casos especiales se podrá solicitar del fabricante longitudes específicas. Los diámetros internos y externos son generalmente de 63,5 a 76,2 mm y de 111,3 a 163,8 mm, respectivamente. El peso varía según el diámetro y puede ser de 14 a 39 kilogramos por metro. La presión de trabajo es de 282 y 352 kg/cm^2, lo que representa un factor de seguridad de 1,75 a 2,0, respectivamente, con referencia a pruebas de presión.

Para resistir la flexión, la vibración, la presión interna, corrosión y erosión que le impone el fluido en circulación, la manguera se hace de capas formadas por goma elástica, alambre, telas sintéticas y otros materiales ade-

Tabla 3-2. Características de las bombas para el fluido de perforación

Bomba triple: Diámetro máximo del émbolo: 191 mm
Embolada: 305 mm

Embolo, mm		Emboladas por minuto		Presión kg/cm^2	c.d.f.	Litros por minuto
Máximo	191	130	Máxima	210	1.757	3.384
	191	60	Mínima	210	811	1.559
Mínimo	140	130		387	1.757	1.821
	140	60		387	811	840

Bomba gemela: Diámetro máximo del émbolo: 178 mm
Embolada: 457 mm

Embolo, mm		Emboladas por minuto		Presión kg/cm^2	c.d.f.	Litros por minuto
Máximo	179	65	Máxima	256	1.700	2.586
	179	30	Mínima	256	784	1.192
Mínimo	152	65		352	1.700	1.798
	152	30		352	784	829

cuados que se refuerzan entre sí para impartirle resistencia y sus cualidades de funcionamiento. (Ver Figura 3-6, números 16, 43, 36, 37, 52).

El fluido de perforación

Al correr de los años, la experiencia y la investigación básica y aplicada han contribuido a que las funciones y la calidad del fluido de perforación puedan ser ajustadas a las características de las rocas que desmenuza la barrena.

Originalmente, cuando se usaba el método de perforación a percusión, la barra de perforación ahondaba el hoyo percutiendo sobre la roca. Sin embargo, la acumulación de mucha roca desmenuzada en el fondo del hoyo entorpecía el avance de la perforación. La mejor manera disponible entonces para limpiar el fondo del hoyo de tanto ripio era extraer la barra y se le echaba agua al hoyo para hacer una mezcla aguada fácil de extraer utilizando el achicador. El achicador, de forma tubular, con una válvula en el extremo inferior y su asa en el extremo superior, también servía de batidor y su inserción y extracción del hoyo se hacía utilizando el cable auxiliar para achicar. De allí, para el perforador de la época y su cuadrilla, se originó que a lo extraído se le llamase barro, término hoy inaplicable al fluido de perforación por razones obvias.

Funciones del fluido de perforación

Las funciones del fluido son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de la barrena y la buena condición del hoyo.

Estas funciones son:

• Enfriar y lubricar la barrena, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de todos los elementos de la barrena.

A medida que se profundiza el hoyo, la temperatura aumenta. Generalmente, el gradiente de temperatura puede ser de 1 a 1,3 °C por cada 55 metros de profundidad. Además, la rotación de la barrena en el fondo del hoyo genera calor por fricción, lo que hace que la temperatura a que está expuesta sea mayor. Por tanto, la circulación del fluido tiende a refrescarla.

El fluido, debido a sus componentes, actúa como un lubricante, lo cual ayuda a mantener la rotación de los elementos cortantes de la barrena. Los chorros de fluido que salen a alta velocidad por las boquillas de la barrena limpian los elementos cortantes, asegurando así su más eficaz funcionamiento.

• Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la barrena. Para lograr que el arrastre sea eficaz y continuo, el fluido tiene que ser bombeado a la presión y volumen adecuado, de manera que el fondo del hoyo se mantenga limpio y la barrena avance eficazmente.

La velocidad del fluido por el espacio anular y sus características tixotrópicas son muy importantes para lograr la limpieza del hoyo.

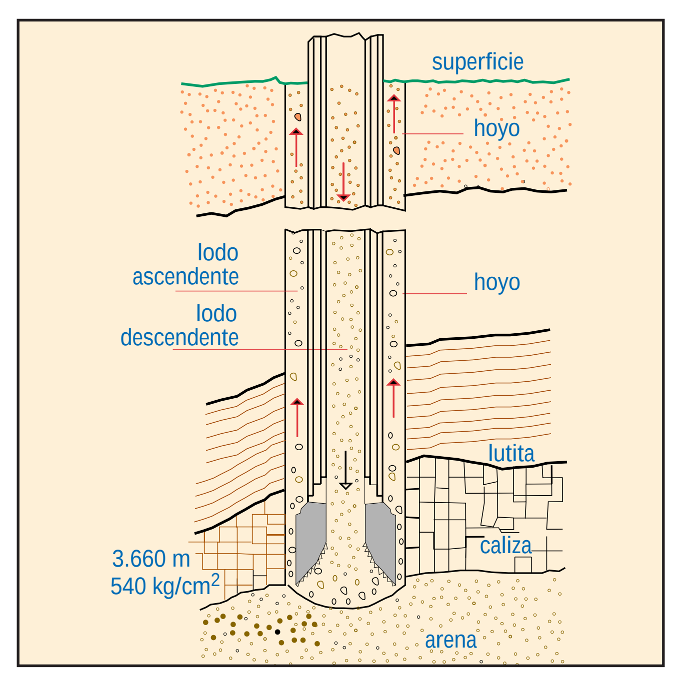


Fig. 3-23. Corte transversal de un hoyo para mostrar el descenso y ascenso del fluido de perforación.

Al cesar la circulación del fluido, el ripio no debe irse al fondo del hoyo, ya que tal situación presenta el riesgo de que la barrena, los lastrabarrena o la tubería de perforación sean aprisionados y con tan mala suerte de no poder rescatar las piezas y perder buena parte del hoyo.

De allí la importancia de las buenas cualidades tixotrópicas del fluido, gelatinización inicial y final de 10 minutos por las cuales se aprecia su fluidez y espesura en reposo, que le imparte la propiedad de mantener el ripio en suspensión.

• Depositar sobre la pared del hoyo un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones. El espesor del revoque, expresado en milímetros, está en función de los constituyentes y otras cualidades del fluido.

Por ejemplo, la cantidad de sólidos en el fluido afecta la calidad del revoque, ya que lo hace menos impermeable. De igual manera, la excesiva filtración hacia la formación en el caso de una lutita muy bentonítica e hidrofílica causa que la formación se hinche y, por ende, se reduzca el diámetro del hoyo. Tal reducción puede ocasionar contratiempos a la sarta de perforación. En casos extremos, la hinchazón puede degenerar en la inestabilidad de la pared del hoyo y hasta desprendimientos.

• Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la barrena.

Generalmente la presencia de gas, petróleo y/o agua en una formación significa que pueden estar a baja, mediana, alta o muy alta presión. A medida que el hoyo se profundiza se espera mayor presión. Sin embargo, la experiencia y las correlaciones regionales de presiones sirven para dilucidar las posibles situaciones que puedan presentarse.

La presión que puede ejercer una columna de fluido de perforación, en el caso de que fuese agua fresca, es de 0,1 kg/cm^2/metro de altura o de profundidad. Pero como generalmente el gradiente de presión (kg/cm^2/metro de profundidad) que se da en las formaciones es mayor que el gradiente normal de presión de agua, entonces el fluido debe tener más peso que el agua, o sea mayor gravedad específica, de acuerdo con la presión que en favor de la columna se desee para tener la presión de la formación siempre bajo control durante la perforación o cuando la sarta esté fuera del hoyo.

Ejemplo: supóngase que la barrena se está aproximando a una formación cuya profundidad y presión estimadas son 3.660 metros y 540 kg/cm^2. (1) ¿Cuál es el peso mínimo del fluido para contrarrestar esa presión? (2) ¿Cuál es el peso del fluido de perforación si se desea imponer 25 kg/cm^2 a favor de la columna en el hoyo?

(1) Gradiente esperado

$$= \frac{540}{3.660} = 0{,}1475 \text{ kg/cm}^2\text{/metro}$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{0{,}1475}{0{,}1} = 1{,}475$$

El fluido debe pesar 1,475 kg/litro

(2) Gradiente favorecido

$$= \frac{540 + 25}{3.660} = \frac{565}{3.360} = 0{,}17 \text{ kg/cm}^2\text{/metro}$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{0{,}17}{0{,}1} = 1{,}7$$

El fluido debe pesar 1,7 kg/litro

Tipos de fluidos de perforación

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (de-

rivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.

El tipo de fluido utilizado en la perforación rotatoria en sí, en el reacondicionamiento y terminación de pozos es elemento decisivo en cada una de estas operaciones. Pues las características del fluido tienen relación con la interpretación de las observaciones hechas de los estratos penetrados, ya sean por muestras de ripio tomadas del cernidor, núcleos de pared o núcleos convencionales o a presión; registros de litología, de presión o de temperatura; pruebas preliminares de producción en hoyo desnudo; tareas de pesca, etc.

• Fluido de perforación a base de agua

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas. Por esto es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación.

El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal. Durante la perforación puede darse la oportunidad de que el contenido coloidal de ciertos estratos sirva para hacer el fluido pero hay estratos tan carentes de material coloidal que su contribución es nula. Por tanto es preferible utilizar bentonita preparada con fines comerciales como la mejor fuente del componente coloidal del fluido.

La bentonita es un material de origen volcánico, compuesto de sílice y alúmina pulverizada y debidamente acondicionada, se hincha al mojarse y su volumen se multiplica. El fluido bentonítico resultante es muy favorable para la formación del revoque sobre la pared del hoyo. Sin embargo, a este tipo de fluido hay que agregarle un material pesado, como la baritina (preparada del sulfato de bario), para que la presión que ejerza contra los estratos domine las presiones subterráneas que se estiman encontrar durante la perforación.

Para mantener las deseadas características de este tipo de fluido como son: viscosidad, gelatinización inicial y final, pérdida por filtración, pH y contenido de sólidos, se recurre a la utilización de sustancias químicas como quebracho, soda cáustica, silicatos y arseniatos.

• Fluido de perforación a base de petróleo

Para ciertos casos de perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos se emplean fluidos a base de petróleo o de derivados del petróleo.

En ocasiones se ha usado crudo liviano, pero la gran mayoría de las veces se emplea diesel u otro tipo de destilado pesado al cual hay que agregarle negrohumo o asfalto para impartirle consistencia y poder mantener en suspensión el material pesante y controlar otras características.

Generalmente, este tipo de fluido contiene un pequeño porcentaje de agua que forma parte de la emulsión, que se mantiene con la adición de soda cáustica, cal cáustica u otro ácido orgánico.

La composición del fluido puede controlarse para mantener sus características, así sea básicamente petróleo o emulsión, petróleo/agua o agua/petróleo.

Estos tipos de fluidos requieren un manejo cuidadoso, tanto por el costo, el aseo del taladro, el mantenimiento de sus propiedades físicas y el peligro de incendio.

• Otros tipos de fluidos de perforación

Para la base acuosa del fluido, además de agua fresca, puede usarse agua salobre o agua salada (salmuera) o un tratamiento de sulfato de calcio.

Muchas veces se requiere un fluido de pH muy alto, o sea muy alcalino, como es el caso del hecho a base de almidón.

En general, la composición y la preparación del fluido son determinadas según la experiencia y resultados obtenidos en el área. Para satisfacer las más simples o complicadas situaciones hay una extensa gama de materiales y aditivos que se emplean como anticorrosivos, reductores o incrementadores de la viscosidad, disminuidores de la filtración, controladores del pH, lubricadores, antifermentantes, floculantes, arrestadores de la pérdida de circulación, surfactantes, controladores de lutitas deleznables o emulsificadores y desmulsificadores, etc.

Actualmente existen alrededor del mundo más de 120 firmas que directa o indirectamente ofrecen la tecnología y los servicios que pide la industria petrolera sobre diagnósticos, preparación, utilización y mantenimiento de todo tipo de fluido de perforación para cada clase de formaciones y circunstancias operacionales, como también fluidos específicos para la terminación, la rehabilitación o limpieza de pozos. El progreso y las aplicaciones en esta rama de ingeniería de petróleos es hoy tan importante que se ha transformado en una especialidad operacional y profesional.

Control del fluido de perforación

La importancia del buen mantenimiento y funcionamiento del fluido depende del control diario de sus características. Cada perforador al redactar en el "Informe Diario de Perforación" la relación de las actividades realizadas en su correspondiente guardia, llena un espacio referente a las características, a los ingredientes añadidos y al comportamiento del fluido.



Fig. 3-24. Control de las características del fluido de perforación. Medición de la viscosidad.

Además, personal especializado en fluidos de perforación, bien de la propia empresa dueña de la locación, o de la contratista de perforación, o de una empresa de servicio especializada, puede estar encargado del control y mantenimiento. Este personal hace visitas rutinarias al taladro y realiza análisis de las propiedades del fluido y por escrito deja instrucciones sobre dosis de aditivos que deben añadirse para mantenimiento y control físico y químico del fluido.

El sistema de circulación en sí cuenta además con equipo auxiliar y complementario representado por tanques o fosas para guardar fluido de reserva; tolvas y tanques para mezclar volúmenes adicionales; agitadores fijos mecánicos o eléctricos de baja y/o alta velocidad; agitadores giratorios tipo de chorro (pistola); desgasificadores; desarenadores; separadores de cieno; sitio para almacenamiento de materiales básicos y aditivos, etc.

El fluido de perforación representa, aproximadamente, entre 6 y 10 % del costo total de perforación y a medida que aumentan la profundidad, los costos de equipos y materiales y la inflación, el costo del fluido tiende a incrementarse.

III. Aplicaciones de la Perforación Rotatoria

La utilización y las experiencias logradas con la perforación rotatoria han permitido que, desde 1901 y durante el transcurso del siglo XX, la industria petrolera mundial haya obtenido provecho de circunstancias operacionales adversas al transformarlas en aplicaciones técnicas beneficiosas. Veamos.

El hoyo o pozo vertical

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria no es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la barrena para mantener el hoyo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer hoyo. Algunos de estos factores tienen marcada influencia entre sí, la cual, a veces, hace más difícil la posible aplicación de correctivos para enderezar el hoyo.

Entre los factores mecánicos están: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de barrena; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la barrena, para que ésta muerda, penetre y despedace la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las boquillas de la barrena para garantizar la limpieza del fondo del hoyo y el arrastre del ripio hasta la superficie.

Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de dureza, que influye mucho sobre el progreso y avance de la perforación; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamientos influyen en que la trayectoria de la barrena sea afectada en inclinación y dirección por tales cambios, y más si los factores mecánicos de la sarta y del fluido de perforación sincronizan con la situación planteada. Por tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del hoyo, mediante registros y análisis de los factores mencionados.

En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo (Fig. 3-25). Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la colisa, toca las cuatro patas de la cabria.

El pozo direccional

De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del hoyo durante la perforación rotatoria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de imprimir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el hoyo desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado (Fig. 3-26).

Los conceptos y prácticas de hacer hoyos desviados intencionalmente comenzaron a tener aplicaciones técnicas en la década de los años treinta. Nuevos diseños de herramientas desviadoras o guiabarrenas fijos o articulados permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida. Los elementos componentes de la sarta (barrena, las-

trabarrena, estabilizadores, centralizadores, tubería de perforación) y la selección de magnitud de los factores necesarios para la horadación (peso sobre las barrenas, revoluciones por minuto de la sarta, caudal de descarga, presión y velocidad ascendente del fluido de perforación) empezaron a ser combinados y ajustados debidamente, lo cual redundó en mantener el debido control de la trayectoria del hoyo.

En la Figura 3-26 los puntos A, B, C y D representan los cambios de rumbo e inclinación y desplazamiento lateral de la trayectoria del hoyo con respecto a la vertical, hasta llegar al objetivo. En cada punto se opta por el cambio de inclinación, lo cual requiere una posible desviación de 3 ó 5 grados por 30 metros perforados, o de mayor número de grados y tramos de mayor longitud, según el caso. Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del hoyo mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del hoyo. En la práctica, para mostrar el rumbo, inclinación y desplazamiento lateral del hoyo se hace un dibujo que incluye la profundidad desviada medida, PDM, y la profundidad vertical correspondiente, PVC (Figura 3-26).

El refinamiento en el diseño y la fabricación de equipos y herramientas para la desviación de pozos en los últimos quince años, conjuntamente con las modernas aplicaciones de la computación electrónica en las operaciones petroleras, han contribuido eficazmente a la perforación y terminación de pozos direccionales, inclinados, y horizontales.

Aplicaciones de la perforación direccional

Tanto en operaciones en tierra, cerca de la costa o costafuera, la perforación direccional se utiliza ventajosamente en las siguientes circunstancias:

• En casos de impedimentos naturales o construcciones que no permiten ubicar en la superficie el taladro directamente sobre el objetivo que está a determinada profundidad en el subsuelo, se opta por ubicarlo en un sitio y a distancia adecuada para desde allí hacer el hoyo direccional hasta el objetivo.

• Cuando sucede un reventón incontrolable, generalmente se ubican uno o dos taladros en la cercanía para llegar con un hoyo direccional hasta la formación causante del reventón y por medio del bombeo de fluido de perforación contener el flujo desbordado. En las operaciones costafuera un reventón es un contratiempo muy serio por sus implicaciones de contaminación, peligro a la navegación y dificultades inherentes a las operaciones de restitución en un medio acuático donde a veces las condiciones climatológicas adversas pueden empeorar la situación.

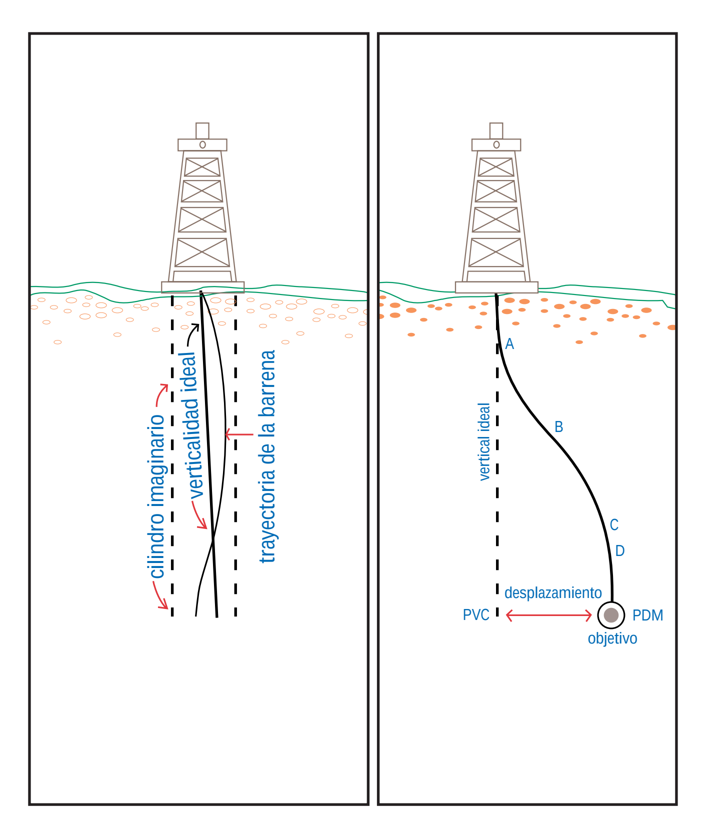


Fig. 3-25. Corte transversal de un hoyo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación.

Fig. 3-26. Trayectoria del hoyo intencionalmente desviado.

• Cuando por razones mecánicas insalvables se tiene que abandonar la parte inferior del hoyo, se puede, en ciertas ocasiones, aprovechar la parte superior del hoyo para llegar al objetivo mediante la perforación direccional y ahorrar tiempo, nuevas inversiones y ciertos gastos.

• En el caso de la imposibilidad de reacondicionamiento de un pozo productor viejo se puede intentar reterminarlo en el intervalo original u otro horizonte superior o inferior por medio de la perforación direccional.

• En el caso de que por sucesos geológicos no detectados, como fallas, discordancias, adelgazamiento o ausencia de estratos, el objetivo no fuese encontrado, la reinterpretación de datos podría aconsejar desviar el hoyo intencionalmente.

• En el caso de tener que abandonar un pozo productor agotado y cuando se advierte que sus condiciones internas no ofrecen riesgos mecánicos, se podría optar por la perforación desviada para profundizarlo e investigar las posibilidades de otros objetivos.

• En tierra y costafuera, la perforación direccional moderna se ha utilizado ventajosamente para que desde una misma locación, plataforma acuática o isla artificial se perforen varios pozos, que aunque se ven muy juntos en la superficie, en el fondo mantienen el espaciamiento reglamentario entre uno otro. Este conjunto de pozos dio origen a la llamada **macolla de pozos**.

Conceptos económicos y aplicaciones técnicas avanzadas de pozos desviados

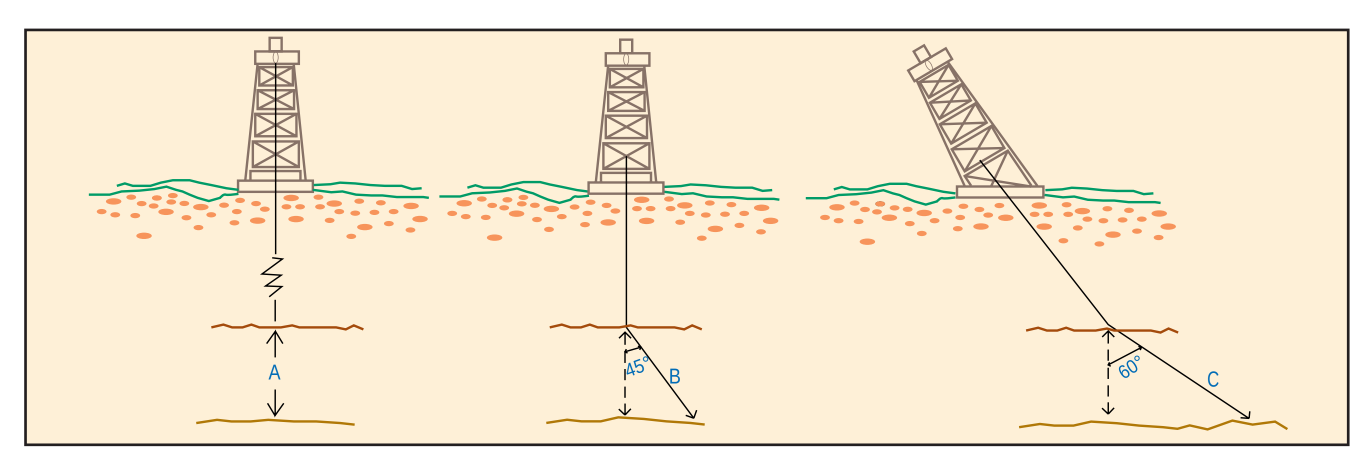
En la década de los años setenta, investigadores y laboratorios privados y gubernamentales y las empresas petroleras comenzaron en varios países a obtener buenas respuestas a sus esfuerzos en la adopción de nuevos conceptos económicos y aplicaciones avanzadas de los pozos desviados. Razones: la posibilidad de obtener más producción por pozo; mayor producción comercial acumulada por yacimiento; fortalecimiento de la capacidad competitiva de la empresa en los mercados y, por ende, aumento de ingresos con menos inversiones, costos y gastos de operaciones corriente arriba del negocio petrolero.

La macolla de pozos permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos. Además, se logran economías en construcción de caminos, en instalaciones, en utilización del transporte de carga y personal y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto.

La perforación rotatoria normal permite penetrar verticalmente el estrato petrolífero pero la capacidad productiva del pozo depende del espesor del estrato, además de otras características geológicas y petrofísicas. Así que en igualdad de condiciones, la capacidad de producción del pozo está muy relacionada con el espesor del estrato, por lo que a más espesor más producción.

Planteada así la cuestión, la respuesta la dio la perforación direccional o desviada como método para penetrar más sección productiva en el mismo estrato.

En las ilustraciones presentadas en la Figura 3-27 se puede apreciar que la magnitud del ángulo de desviación que debe mantener la sarta es factor muy importante al penetrar y deslizarse por las entrañas del estrato productor. Las experiencias y los resultados obtenidos en varios campos petroleros del mundo dan fe del progreso de la tecnología disponible para seleccionar la profundidad a la cual debe instalarse cada revestidor; la profundidad a la cual debe comenzarse el desvío del hoyo después de instalado cada revestidor; magnitud del ángulo de desvío que debe imprimirse y longitud del tramo que debe perforarse con determinado ángulo, 3 a 6 grados por cada 30



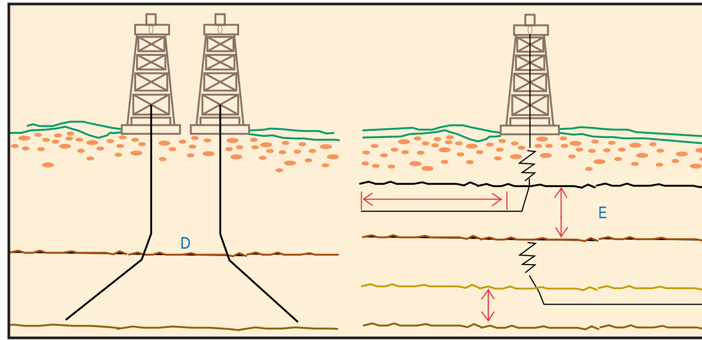


Fig. 3-27. (A) espesor del estrato productor penetrado verticalmente. (B) el mismo estrato productor penetrado direccionalmente a un ángulo de 45°. (C) estrato penetrado a un ángulo mayor utilizando el taladro inclinado, por tratarse de un estrato a profundidad somera. (D) plataforma desde la cual se pueden perforar varios pozos -macolla de pozos. (E) pozo cuyo(s) estrato(s) productor(es) puede(n) ser terminado(s) como sencillo y/o doble, con la ventaja de que el intervalo productor penetrado horizontalmente logra tener varias veces el espesor natural del estrato.

metros, hasta lograr la trayectoria deseada del hoyo o cambiar de rumbo y/o inclinación para llegar al objetivo con el ángulo final acumulado, según el plan de perforación. Estas consideraciones determinan si el pozo será clasificado de radio largo de curvatura de 854 a 305 metros con ángulo de 2 a 6 grados por tramo de 30 metros; o de radio medio entre 90 y 38 metros y 20 a 75 grados por tramo de 30 metros o finalmente de radio corto de curvatura cuya longitud es de 6 a 12 metros y 1,5 a 3 grados por tramo de 30 metros. Estas tres clasificaciones permiten, respectivamente, que la penetración horizontal en el estrato productor tenga longitudes de 305 a 915 metros, de 305 a 610 metros, y de 122 a 213 metros. Pues, son muy importantes los aspectos mecánicos que facilitan o entorpecen la entrada y salida de la sarta de perforación del hoyo y finalmente la inserción de un revestidor.

Los ejemplos que se presentan en la Tabla 3-3 muestran la magnitud de varios parámetros de los diferentes tipos de pozos desviados intencionalmente.

Tabla 3-3. Características de pozos desviados

Profundidad, m PDM	Profundidad, m PVC	Desplazamiento horizontal, m	Angulo máximo; acumulado	Penetración en estrato, m	Tipo de pozo
5.534	2.393	4.598	72°	-	Ultradesviado
8.763	2.970	7.291	83°	-	Ultradesviado
915	Taladro 30°	1.585	3°/30 m; 60°	-	Inclinado
567	414		4°/30 m; 45°	-	Inclinado
1.868	824	1.257	90°	610	Horizontal
	2.892	1.268	2°/30 m; 90, 5°	330	Horizontal

Observaciones: PDM, profundidad desviada medida; PVC, profundidad vertical correspondiente, a la desviada medida; desplazamiento horizontal, distancia del hoyo desviado con respecto a la trayectoria vertical normal del hoyo. Angulo máximo, el escogido por tramo y acumulado hasta llegar al objetivo. Penetración en el estrato, longitud del hoyo horizontal que se perfora en el estrato productor para drenar el gas/petróleo; la longitud del hoyo horizontal es equivalente a dos, tres o más veces el espesor vertical del estrato productor. (Ver Figura 3-27).

Apreciaciones y cambios resultantes de la nueva tecnología en perforación

La necesidad de extender muchísimo más allá de 900 metros el desplazamiento del hoyo desviado con respecto a la trayectoria vertical del pozo normal ha producido varias innovaciones en la tecnología de perforación. La siguiente tabla muestra pozos de gran desplazamiento perforados en varios sitios del mundo para producir reservas petrolíferas de difícil acceso mediante pozos verticales y/o razones económicas. En Venezuela hay ejemplos de los varios tipos de perforación direccional para producir petróleo de Pedernales, Tucupita, Jobo, Pilón, la Faja del Orinoco, Lagunillas, Tamare, Guafita.

Son muy significativas las diferencias y las relaciones aritméticas entre profundidad vertical total a profundidad total (PVT a PT) con el desplazamiento a profundidad total y la profundidad desviada medida a profundidad total (PDM a PT) como también el valor del ángulo máximo acumulado alcanzado para extender lateralmente lo más lejos posible de la vertical la trayectoria del hoyo. Para hacer lo logrado en los pozos mencionados se contó con nuevos equipos, herramientas, materiales y renovados procedimientos de planificación, organización, supervisión, seguimiento y evaluación de resultados. Es importante mencionar los varios factores que deben ser atendidos en este tipo de operaciones.

• En primer término está la ubicación del objetivo que desea alcanzarse, en tierra o costafuera; y la selección del tipo de pozo más apropiado: desviado, ultradesviado, inclinado u horizontal.

• El tipo de taladro requerido dependerá de la trayectoria del pozo y de las condiciones y características de la columna geológica que se perforará, sus aspectos petrofísicos y la profundidad final.

• La profundidad del objetivo guiará la elaboración del plan de perforación y las especificaciones e instrumentos para los siguientes aspectos de la perforación:

• Diámetro y tipo de barrenas para las respectivas profundidades del hoyo primario, de los hoyos intermedios y del hoyo final.

• Composición de la sarta de perforación: barrena, lastrabarrena, estabilizadores, substitutos, tubería de perforación, junta kelly.

• Tipos de fluidos de perforación y especificaciones de sus propiedades y características para perforar cada hoyo y mantener las presiones del subsuelo bajo control; recomendaciones sobre las condiciones y estado físico de cada hoyo, particularmente respecto a la metida y cementación de cada revestidor.

• Programa de desviación del hoyo. Punto de arranque y cambios de rumbo, inclinación y trayectoria. Mantenimiento del curso del hoyo, grados de desviación por tra-

Tabla 3-4. Pozos desviados y de ultradesplazamiento

Ubicación	PVT a PT, m	Desplazamiento a PT, m	PDM a PT, m	Angulo max.°	Pozo	Operadora
California	294	1.485	1.735	95	C-30	Unocal
California	1.534	4.473	5.096	86	A-21	Unocal
Noruega, mar del Norte	2.789	7.292	8.763	83	C-2	Statoil
Australia	3.014	5.007	6.180	70	NRA-21	Woodside
Golfo de México	3.449	4.665	5.841	57	A-10	Freeport McMo-Ram
Reino Unido, mar del Norte	3.900	4.954	6.765	61	A-44	Amoco

Fuente: Greg Nazzai, World Oil, March 1993, p. 49.

mo perforado y ángulo máximo acumulado requerido para llegar al objetivo. Control de todos los parámetros de medida del hoyo desviado y su correspondiente en profundidad y desplazamiento con respecto al hoyo vertical hipotético.

• Programa de medición de todos aquellos parámetros que deben registrarse mientras se hace el hoyo, utilizando equipo de superficie y/o en la parte inferior de la sarta de perforación para apreciar sobre la marcha: las especificaciones y características del fluido de perforación que entra y sale del hoyo y detectar si contiene trazas o volúmenes apreciables de gas y/o petróleo o agua, si la hay; avance y efectividad cortante de la barrena según el tipo de formaciones perforadas; la circularidad o redondez de la pared del hoyo para evitar derrumbes y estar alerta ante posibles atascos o enchavetamientos de la sarta de perforación.

• Opción de utilizar los últimos modelos de registros o perfiles de evaluación de las formaciones durante el mismo proceso de perforación de éstas para obtener valores de resistividad, los cuales denotan cambios de una formación a otra; valores de porosidad o densidad de las formaciones y tipos de rocas.

• Programa de revestidores para cada uno de los hoyos y especificaciones de la cementación de cada uno de estos revestidores.

• Pruebas de las formaciones, a hoyo desnudo o revestido, para evaluar las posibilidades/capacidad productiva de gas y/o petróleo de cada una para posteriormente diseñar el tipo de terminación más adecuada para producir el pozo.

Apreciaciones sobre los parámetros del hoyo horizontal

El 28 de agosto de 1996 se cumplieron 137 años del nacimiento de la industria de los hidrocarburos en los Estados Unidos como gestión comercial. De entonces acá, la manera normal de perforar y terminar el pozo gasífero o petrolífero ha sido verticalmente. Sin embargo, como ya se mencionó antes, la desviación fortuita del hoyo, resultante de las condiciones geológicas de las formaciones y de los factores mecánicos de la perforación, hizo tomar nota a los petroleros de la utilidad de hacer intencionalmente un pozo desviado, técnica que se comenzó a perfeccionar desde 1930 y se utiliza ventajosamente para determinadas situaciones.

La utilización de la técnica más avanzada de perforación y terminación horizontal del pozo ha traído adelantos y cambios con respecto al pozo vertical, empezando por la nueva nomenclatura hasta los aspectos mecánicos de cada parte de la operación. Veamos.

• El pozo vertical atraviesa todo el espesor de la formación, mientras que en el horizontal la barrena penetra por el centro del espesor de la formación hasta la longitud que sea mecánicamente aconsejable.

• El ángulo de penetración del hoyo horizontal en la formación tiene que ver con la facilidad de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo.

• A medida que la longitud del hoyo horizontal se prolonga, la longitud y el peso de la sarta que descansa sobre la parte inferior del hoyo son mayores. Esto crea más roce, más fricción, más esfuerzo de torsión y más esfuerzo de arrastre al extraer la sarta de perforación.

• Condiciones similares de esfuerzos se presentan durante la inserción y cementación del revestidor de terminación y durante la toma de registros o perfiles corrientes o integrantes de la sarta de perforación.

• En el hoyo vertical, el desplazamiento del flujo del gas y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo es radial; la permeabilidad horizontal (K_H) y la permeabilidad vertical (K_V) se miden en la dirección indicada en la Figura 3-28A.

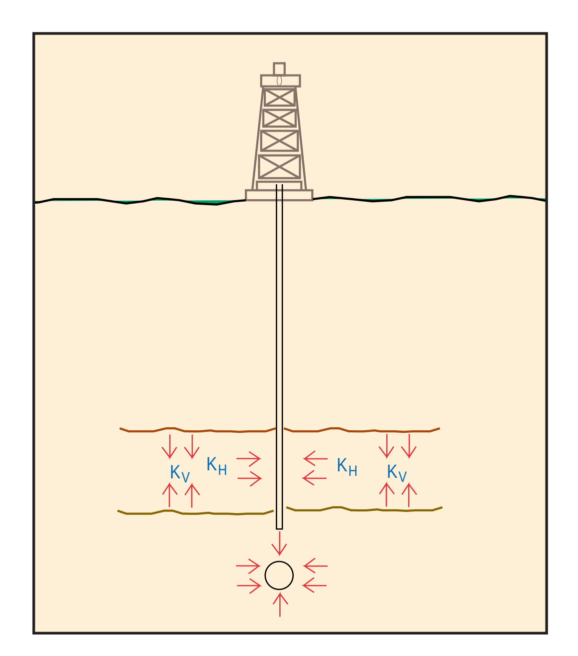


Fig. 3-28A. Pozo vertical.

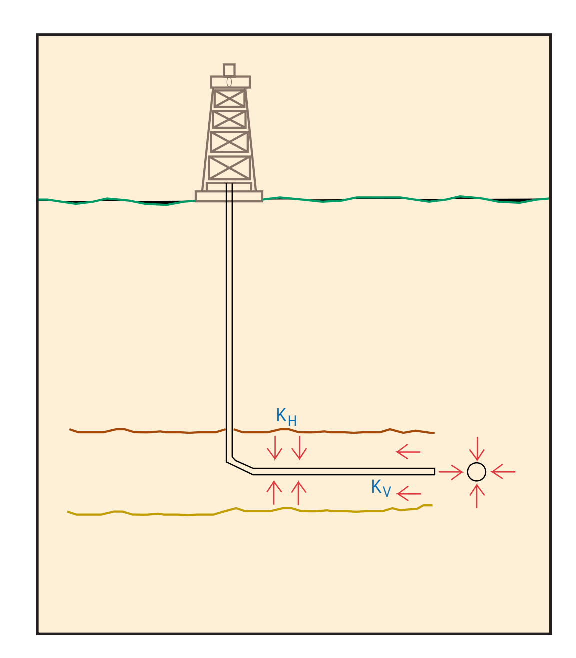


Fig. 3-28B. Pozo horizontal.

• En el hoyo horizontal hay un giro de 90° con respecto a lo que sería un hoyo vertical y las designaciones de permeabilidad radial y horizontal cambian de sentido. Esta situación plantea nuevas apreciaciones y nuevas aplicaciones de metodología para calcular reservas extraíbles, potencial y tasa de producción; comportamiento de la presión de flujo y la estática; desarrollo de las relaciones gas/petróleo, agua/petróleo; manera y procedimiento para hacer pruebas de flujo, limpieza, rehabilitación o reacondicionamiento del pozo; posible utilización del pozo para otros fines (ver Figura 3-28B).

El hoyo de diámetro reducido

La tecnología y las prácticas de perforación revelan la creatividad que se aplica en las operaciones con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho. Tal es el caso de la perforación de hoyos de diámetro reducido, o sea los de diámetro igual o menor de 178 milímetros, o equivalente a barrenas de 7 o menos pulgadas. La utilización de este método es muy efectiva en exploración para pozos de cateo y para la obtención de núcleos continuos para determinar las características y estratigrafía de los estratos en pozos someros y hasta bastante profundos, unos 1.800 metros. Sin embargo, aunque la técnica no es nada nueva, proviene de la minería, su aplicación en la industria petrolera no ha progresado mucho pero tampoco ha sido descartada ya que en ocasiones surge interés por experimentar más y perfeccionar más sus aplicaciones.

IV. Sartas de Revestimiento y Cementación

El programa de revestidores y la cementación de éstos es uno de los varios renglones de la perforación más ligados a la seguridad del hoyo durante las operaciones y posteriormente durante las tareas de terminación del pozo y su vida productiva. Durante la inserción de la tubería en el hoyo ésta puede atascarse y ocasionar serios problemas que pueden poner en peligro la integridad y utilidad del hoyo. De igual manera pueden presentarse serios problemas durante la cementa-

ción de la sarta por pérdida de circulación o por imposibilidad de bombear el fluido de perforación o el cemento por obstrucciones en el hoyo.

Los revestidores y su cementación pueden representar entre 16 y 25 % del costo de perforación, de acuerdo al diámetro, longitud y otras propiedades físicas de cada sarta de tubos.

Funciones de las sartas

Para garantizar el buen estado del hoyo y asegurar la continuidad eficaz de la perforación, las sartas de revestimiento cumplen las siguientes funciones:

• Evitan el derrumbe de estratos someros deleznables.

• Sirven de prevención contra el riesgo de contaminación de yacimientos de agua dulce, aprovechables para usos domésticos y/o industriales en la vecindad del sitio de perforación.

• Contrarrestan la pérdida incurable de circulación del fluido de perforación o la contaminación de éste con gas, petróleo o agua salada de formaciones someras o profundas.

• Actúan como soporte para la instalación del equipo (impiderreventones) que contrarresta, en caso necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y luego sirven también como asiento del equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar el pozo en producción.

• Confinan la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos.

• Aíslan unos intervalos de otros para eliminar fugas de gas, petróleo o agua.

Factores técnicos y económicos

Al considerar el diseño y la selección de la sarta de revestimiento, los factores técnicos se centran sobre el diámetro, el peso (kilogramos por metro), su longitud y la naturaleza de las formaciones.

Por razones de economía, las sartas deben diseñarse de tubos del menor peso aceptable. Sin embargo, todos los elementos y efectos determinantes de riesgo deben ser considerados a la luz de sus recíprocas relaciones: resistencia de la sarta contrapuesta a las presiones y otros factores subterráneos.



Fig. 3-29. Faenas de manipulación e inserción de un revestidor en el hoyo.

Clasificación de las sartas

Cuántas sartas deben ir en el hoyo es cuestión que sólo la naturaleza de las formaciones y la profundidad del hoyo final pueden determinar. La experiencia es factor importante que complementa la decisión.

En el caso de la perforación muy somera quizás una sola sarta sea suficiente. Para la perforación muy profunda quizás cuatro o más sartas sean necesarias. Generalmente, tres sartas son suficientes para satisfacer la gran mayoría de los programas de revestidores.

La sarta primaria

Por ser la primera que se cementará dentro del hoyo, su diámetro será mayor que los de las otras. Su longitud es corta en comparación con las otras del mismo pozo. Sin embargo, su longitud puede variar en ciertos sectores del mismo campo, de uno a otro campo o región petrolera, de acuerdo con las condiciones que presenta el subsuelo superior.

Esta sarta primaria es muy importante por las siguientes razones: sirve para contener las formaciones someras deleznables; impide la contaminación de mantos de agua dulce, que pueden ser aprovechados para el consumo humano y/o industrial; juega papel importante como asiento del equipo de control del hoyo (impiderreventones, válvulas, etc.) durante toda la perforación de formaciones más profundas y posteriormente para la instalación del equipo de control (cabezal) del pozo productor.

Habida cuenta de las características físicas de la sarta escogida, hay dos puntos más que son muy importantes para que su función sea cabal: uno, que el estrato seleccionado para cementar su extremo inferior sea muy competente y, dos, que la cementación, desde el fondo hasta la superficie, sea bien realizada para que el espacio anular quede sólidamente relleno de cemento. Así estarán bien protegidos tanto todos los estratos como la misma sarta. De acuerdo a las exigencias, los diámetros más comunes para sartas primarias son: de 244,5, 273, 339, 406 y 508 milímetros ($9^{5/}8$, $10^{3/}4$, $13^{3/}8$, 16 y 20 pulgadas, respectivamente). La profundidad a la cual puede colocarse una sarta de estos diámetros en el hoyo está en función del peso nominal (kg/metro de tubo), que se traduce en la capacidad de resistencia en tensión, aplastamiento y estallido.

Las sartas intermedias

Una vez cementada y habiendo fraguado el cemento de la primera sarta, prosigue la perforación. Naturalmente, se efectúa un cambio de diámetro de barrena, la cual debe pasar holgadamente por el revestidor primario.

A medida que se profundiza el hoyo se pueden presentar estratos deleznables que a mediana profundidad pueden comprometer la estabilidad del hoyo. Puede también ocurrir la presencia de estratos cargados de fluidos a cierta presión que podrían impedir la seguridad y el avance de la perforación. Algunas veces los fluidos también pueden ser corrosivos.

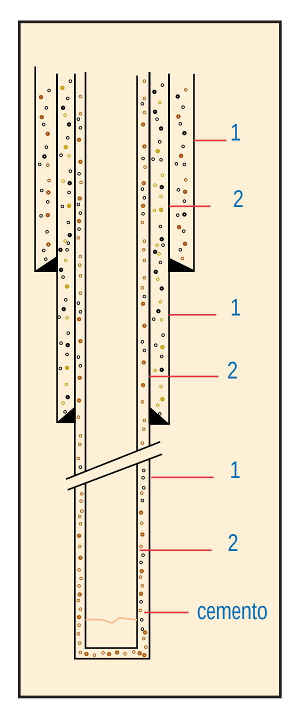


Fig. 3-30. (1) Corte del hoyo y (2) revestidor en un pozo corriente.

Por todo esto, se procede entonces a la selección e inserción de una segunda sarta.

El número de sartas intermedias difiere de un campo a otro. Puede que una sea suficiente o que dos sean requeridas. Hay que recordar que el número de sartas implica cambios de diámetros de barrena para cada etapa del hoyo, y que el diámetro interno de la sarta a su vez y en su oportunidad es el que limita la escogencia del diámetro de ciertas herramientas que necesariamente hay que meter por la tubería para lograr la profundidad final programada. Si las condiciones lo permiten, no es raro que una sarta pueda hacer la doble función de sarta intermedia y sarta final. En este caso, se ahorraría en los costos de tubería y gastos afines.

Comúnmente los diámetros más escogidos para la sarta intermedia son: 219, 244,5, 258, 298,5 milímetros ($8^{5/8}$, $9^{5/8}$, $10^{3/4}$ y $11^{3/4}$ pulgadas, respectivamente).

La sarta final y de producción

Esta sarta tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra derrumbes, de evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes.

En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve asimismo de tubería de producción. Por regla general, la formación superior productora descarga por el espacio anular entre la sarta final revestidora y la tubería de educción inserta en aquélla. La sarta revestidora final puede o no penetrar el estrato petrolífero, según la escogencia de la terminación empleada.

La serie de diámetros más comunes para la sarta final incluye los de 114,3, 127, 139,7, 168,3 177,8 y 193,7 milímetros (equivalentes a $4^{1/2}$, 5, $5^{1/2}$, $6^{5/8}$, 7 y $7^{5/8}$ pulgadas, respectivamente).

Características físicas de la tubería revestidora

La fabricación de la tubería para sartas revestidoras y de producción, como también para la tubería de perforación, se ciñe a las especificaciones fijadas por el American Petroleum Institute (API, Normas RP7G y 5A, 5AC, 5B, 5C1, 5C2, 5C3). Todas estas tuberías son del tipo sin costura, traslapada por fusión en horno y soldada eléctricamente, utilizando aceros que deben ajustarse a exigentes especificaciones físicas y químicas.

La calidad de la tubería que se desea obtener se designa con una letra, seguida por un número que representa el mínimo punto cedente en tensión, en millares de libras por pulgada cuadrada: H-40, K-55, C-75, C-95, L-80, N-80, P-110 (40.000 x 0,0703 = 2.812 kg/cm^2, y así sucesivamente).

Las regulaciones y recomendaciones aplicables a la fabricación de tubos para las operaciones petroleras, especifican, dentro de razonables márgenes, la calidad, el tipo, los diámetros externos e interno, el espesor por unidad de longitud, la escala de longitud del tubo, el tipo de roscas, el tipo de conexión, la resistencia a la elongación, al aplastamiento y al estallido. Tales normas y recomendaciones se formulan a base de estudio teórico y de experiencia práctica, y con el fin de lograr mayor exactitud en el diseño y fabricación de tubos para sartas revestidoras que respondan satisfactoriamente a las exigencias técnicas y económicas que es preciso considerar para proteger debidamente el hoyo durante la perforación y posteriormente el pozo durante su vida productiva.

Elongación

El primer tubo revestidor, o sea el del extremo superior de la sarta, soporta el peso total de la misma, puesto que va sujeto al colgador de la tubería revestidora.

Cuando se introduce la tubería en el hoyo lleno de fluido de perforación, éste ejerce un cierto efecto de flotación pero esa fuerza no se toma precisamente en cuenta, excepto en casos de un fluido de extrema densidad. Ya que la sarta está sostenida por un extremo, del que cuelga el resto de la misma, algo de elongación habrá de ocurrir, como resultado de la tensión. Como las conexiones que unen a los tubos son las partes más débiles, debe considerarse entonces el peso de la sarta y la resistencia a la tensión.

Aplastamiento

Otro importante factor que debe considerarse es la presión aplastante que la tubería debe resistir. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación en el espacio anular, creado por la tubería y el hoyo, y la presión de las formaciones perforadas, tienen que ser contrapesadas por la columna del fluido que está dentro de la tubería y por la resistencia de los tubos mismos al aplastamiento. Una vez concluida la perforación y la terminación del pozo, parte de las mencionadas fuerzas contrarrestantes dejan de actuar y la sarta queda en el hoyo sujeta a las presiones externas. El cemento que circunda los tubos contribuirá en cierto grado a contrarrestar tales presiones, pero ese refuerzo dado por el cemento no puede considerarse como muy efectivo, por ser tan difícil la evaluación de la eficiencia y uniformidad del trabajo de cementación. Por tanto, se suele descartar la resistencia adicional debida al cemento.

Cuando hay que instalar largas sartas para la terminación de pozos profundos, se recurre a la elección de la sarta combinada, esto es, compuesta de tubos pesados, que van en el fondo, y tubos de uno o dos pesos menores, en el medio y en la parte alta del pozo. Se acostumbra formar sartas de no más de tres o cuatro pesos distintos, ya que la sencillez es lo que se trata de lograr en el diseño de una sarta de tubería de revestimiento y de producción para pozos profundos.

Estallido

Terminado un pozo, su tubería revestidora invariablemente se somete a presiones de pruebas de fuga, o más a las motivadas por la maniobra de introducción forzada de cemento en las formaciones debido a una variedad de razones formuladas en el programa de terminación original o de reacondicionamiento posterior del pozo. Por tanto, la resistencia de la sarta a presiones de este género es cualidad importante, puesto que evita que los tubos estallen durante alguno de los varios trabajos de cementación forzada que el pozo pueda requerir.

En la práctica, a los valores reales de tensión, aplastamiento y estallido se les aplica un factor de seguridad operacional para cubrir eventualidades que puedan presentarse y asegurarse que la tubería, en el peor de los casos, se mantendrá íntegra. Generalmente, en la práctica, como procedimiento básico, se emplean los siguientes factores de seguridad: aplastamiento 1,125; tensión 2, punto cedente 1,25 y estallido 1. Sin embargo, los factores de seguridad deben ser ajustados a las condicio-

Tabla 3-5. Escalas y longitud de tubos revestidores

	Longitud		Longitud mínima	
	metros	pies	metros	pies
Escala 1	4,9 - 7,6	16 - 25	5,5	18
Escala 2	7,6 - 10,4	25 - 34	8,5	28
Escala 3	10,4 o más	34 o más	11,0	36

nes de profundidad del hoyo, al tipo de cada sarta: tubos todos de iguales especificaciones o combinaciones de tramos de tubos de diferentes características: peso, resistencia, roscas. Para más detalles y diseñar una sarta segura y económica en costo lo mejor es valerse de las tablas que ofrecen los fabricantes y de los artículos técnicos publicados en las revistas especializadas.

Cementación de sartas y otras aplicaciones de la cementación

La cementación de pozos se define como "un procedimiento combinado de mezcla de cemento y agua, y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas, esto es, alrededor del fondo de la zapata de la tubería revestidora, en el espacio anular, en el hoyo no revestido (desnudo) y más abajo de la zapata, o bien en una formación permeable".

Funciones de la cementación primaria

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través de la zapata que lleva el extremo inferior de la sarta. La zapata siempre se deja a cierta distancia del fondo del hoyo. La mezcla que se desplaza por la zapata asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento.

En el caso de la sarta primaria, el relleno se hace hasta la superficie. Si por circunstancias, como sería el caso de que formaciones tomasen cemento, la mezcla no llegase a la superficie, entonces el relleno del espacio anular se completa bombeando cemento desde arriba.

Las funciones de la cementación son las siguientes:

• Sirve para afianzar la sarta y para protegerla contra el deterioro durante subsiguientes trabajos de reacondicionamiento que se hagan en el pozo.

• Protege la sarta y las formaciones cubiertas: gasíferas, petroleras y/o acuíferas.

• Efectúa el aislamiento de las formaciones productivas y el confinamiento de estratos acuíferos. Evita la migración de fluidos entre las formaciones. También protege las formaciones contra derrumbes.

• Refuerza la sarta revestidora contra el aplastamiento que pueden imponerle presiones externas.

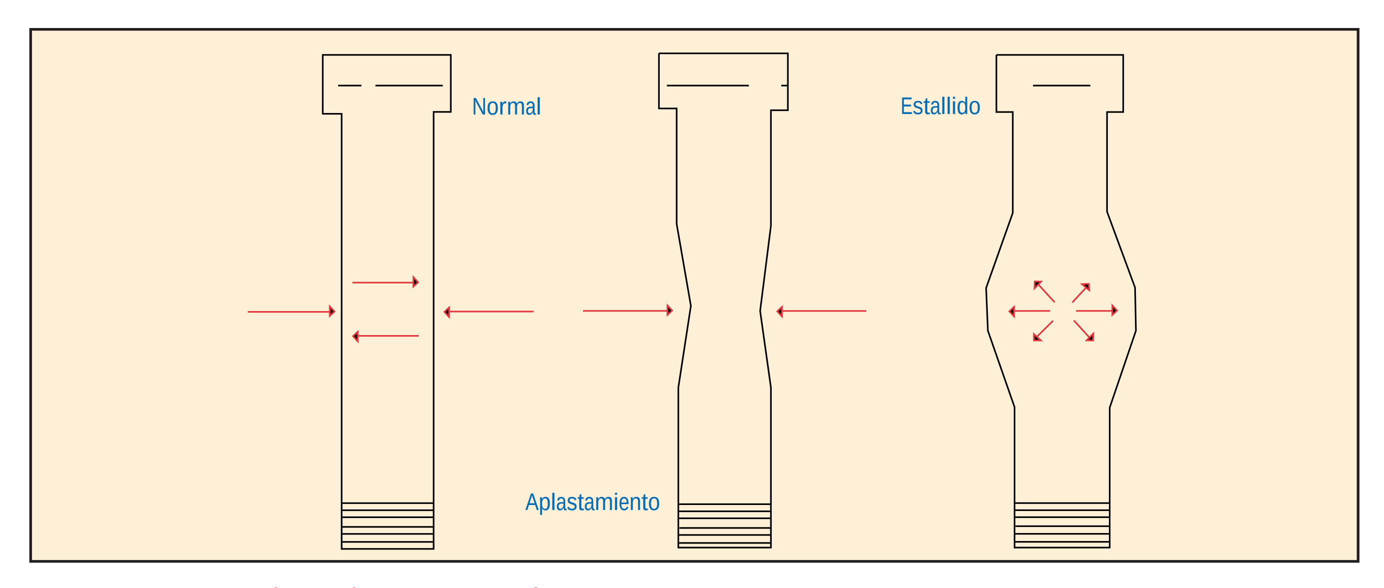


Fig. 3-31. Representación de efectos de la presión en los revestidores.

• Refuerza la resistencia de la sarta a presiones de estallido.

• Protege la sarta contra la corrosión.

• Protege la sarta durante los trabajos de cañoneo.

Cuando se trata de sartas muy largas, como pudiesen ser los casos de sartas intermedias o de la final, la cementación primaria puede hacerse por etapas. Este método permite cubrir el tramo deseado y evitar inconvenientes debido a que mientras más tiempo se esté bombeando cemento la mezcla se torna más consistente y difícil de mover.

El cemento y el agua empiezan a reaccionar en el mismo momento en que se mezclan y las características físicas y químicas que adquiere la mezcla están en función del tiempo, por lo que la cementación debe hacerse dentro de ciertos límites de tiempo, antes de que el fraguado inicial empiece a manifestarse. Además, debe tenerse en cuenta la relación profundidad-temperatura, ya que la temperatura del hoyo influye sobre el tiempo de fraguado de la mezcla.

La fluidez, el peso y el fraguado inicial y final de la mezcla dependen de la relación cemento-agua. La relación por peso puede ser de 40 hasta 70 %. En la práctica, la experiencia en cada campo petrolero es guía para seleccionar la relación adecuada. Es muy importante que el peso de la mezcla más la presión de bombeo de la mezcla no causen pérdida de cemento hacia las formaciones.

Los tipos de cementos utilizados en la perforación y reacondicionamientos de pozos son fabricados para responder a la variedad de condiciones impuestas por las operaciones. Algunos cementos tienen que ser de fraguado lento o rápido; de desarrollo rápido o lento de su resistencia inicial; resistentes a la contaminación y reacciones químicas que puedan impartirles las aguas de las formaciones.

En muchos casos, para proteger las formaciones productivas contra la filtración de agua de la mezcla, se exige que la filtración sea mínima. Cuando se teme que pueda haber pérdida de circulación se le añade a la mezcla un cierto aditivo que pueda contrarrestar tal inconveniencia. En el caso de cementaciones especiales se le puede añadir a la mezcla radiactivos para seguir su rastro. Para terminaciones de pozos sujetos a inyección de vapor se seleccionan cementos resistentes a muy altas temperaturas. En áreas donde la corrosión de tuberías es problema muy serio se le añade a la mezcla anticorrosivos especiales.

Además de su uso en la cementación de sartas y de la cementación forzada, el cemento se emplea en una variedad de casos durante la perforación, la terminación de pozos, reacondicionamiento y abandono de pozos.

Cementación forzada

Durante la perforación o en las tareas de terminación de los pozos, y posteriormente durante el transcurso de la vida productiva de los mismos, en trabajos de reparaciones y/o reacondicionamiento, se emplea con mucha frecuencia la cementación forzada.

Este método de cementación consiste en forzar la mezcla de cemento a alta presión hacia la(s) formación(es) para corregir ciertas anomalías en puntos determinados a través de orificios que por cañoneo (perforación a bala o a chorro) son abiertos en los revestidores.

El cemento se inyecta en casos como: la falta de cemento en cierto tramo de la tubería; el aislamiento de un intervalo gasífero y/o acuífero de una zona productiva, con miras a eliminar la producción de gas y/o agua; corrección de fugas de fluidos a través del revestidor, debido a desperfectos; abandono de zonas productivas agotadas.

Aditamentos para la cementación de sartas

A través de la práctica y experiencia con la cementación de sartas revestidoras han surgido los diseños y fabricación de ciertos aditamentos para los tubos con el propósito de lograr los mejores resultados posibles.

La zapata de cementación

Al primer tubo que va en el hoyo se le enrosca y se le fija por soldadura en su extremo inferior una zapata de cementación.

La zapata sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar. En su parte interna lleva un mecanismo de obturación que actúa como una válvula de un solo paso, la cual no permite que el fluido de perforación en el hoyo entre en la sarta pero sí que el fluido que se ponga en la sarta pueda bombearse hacia el espacio anular. Esto le imparte a la sarta cierta flotación que desde la superficie se contrarresta llenando la sarta con fluido bien acondicionado para que descienda con más rapidez y a la vez queden balanceadas las presiones externas.

Todo el material interno que compone el mecanismo y configuración de la zapata puede ser perforado con barrena en caso necesario, como es requerido tratándose de la primera y sarta intermedia para llegar a la profundidad final. En el caso de la última sarta, la zapata no se perfora.

La unión o cuello flotador

Para reforzar la función de la zapata y coadyuvar en la mecánica de la cementación, se dispone que a cierta distancia del primer tubo se coloque entre dos tubos una unión o cuello flotador. La unión permite el flujo por la tubería hacia el hoyo pero impide, por el mecanismo de su válvula de un solo paso, que fluidos del hoyo entren a la tubería. La unión tiene un asiento que sirve para asentar un ta-



Fig. 3-32. Zapata instalada al primer tubo de revestimiento que va al hoyo.

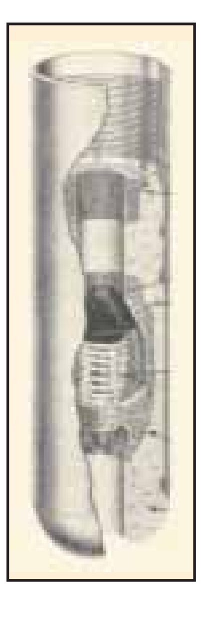


Fig. 3-33. Tipo de zapata de cementación.

pón que se inserta en la tubería detrás del último saco de cemento bombeado.

Este tapón, al llegar al cuello flotador, no puede pasar y el aumento de presión en la sarta indica que ya todo el cemento pasó por el cuello y ha concluido el desplazamiento.

Unión o cuello flotador (cementación por etapas)

Cuando se trata de sartas muy largas la cementación se hace en dos o tres etapas. En cuyo caso, para cada etapa, se dispone en la sarta una unión que por diseño y construcción cumple funciones adicionales, además de la función de la unión o cuello corriente.

Esta unión, además de su válvula, tiene orificios que, en el momento apropiado, por el bombeo y la inserción de un dispositivo adecuado, permiten la salida del cemento al espacio anular. Para retener el cemento en el punto de salida y para que fluya hacia arriba por el espacio anular, la unión lleva como parte integral, o bien como complemento aparte asido a la sarta, a muy corta distancia de la base de la unión, un cesto de cementación, que al abrirse toma la forma de paraguas invertido. Al abrirse hace contacto con la pared del hoyo y su forma cónica le da configuración de cesto.

Una vez hecha esa etapa de cementación se procede sarta arriba con la siguiente etapa, a través de otra unión similar que le fue colocada a la sarta a profundidad determinada y así, sucesivamente, hasta terminar la cementación por las etapas determinadas, previamente a la inserción de la sarta en el hoyo.

Centralizadores

Para que la sarta quede bien centrada en el hoyo, y a objeto de evitar que se recueste contra la pared del hoyo, ocasionando luego defectos en la continuidad del cemento en el espacio anular, se le instalan a la sarta centralizadores en aquellos puntos que se consideren necesarios.

Los centralizadores, por sus anillos que rodean el tubo y fijados con puntos de soldadura, quedan a las profundidades deseadas. Los flejes que unen los anillos tienen una curvatura hacia afuera para hacer contacto con la pared del hoyo.

Raspadores

En ciertas oportunidades, para lograr mejor adhesión entre el cemento y la pared del hoyo, se le añaden raspadores a la sarta. Estos raspadores, que pueden consistir de láminas en formas de tiras largas donde van incrustadas los alambres o de anillos cuyos alambres sobresalen circunferencialmente, raspan la pared del hoyo con el fin de desprender el exceso de revoque que la cubre para facilitar que el cemento cubra directamente las formaciones.

El raspado se efectúa durante la inserción de la tubería, y luego, también, alzando y bajando lentamente la tubería, mientras se bombea a objeto de ir desplazando hacia la superficie lo que se haya desprendido de la pared del hoyo.



Fig. 3-34. Centralizadores para la sarta de revestimiento.

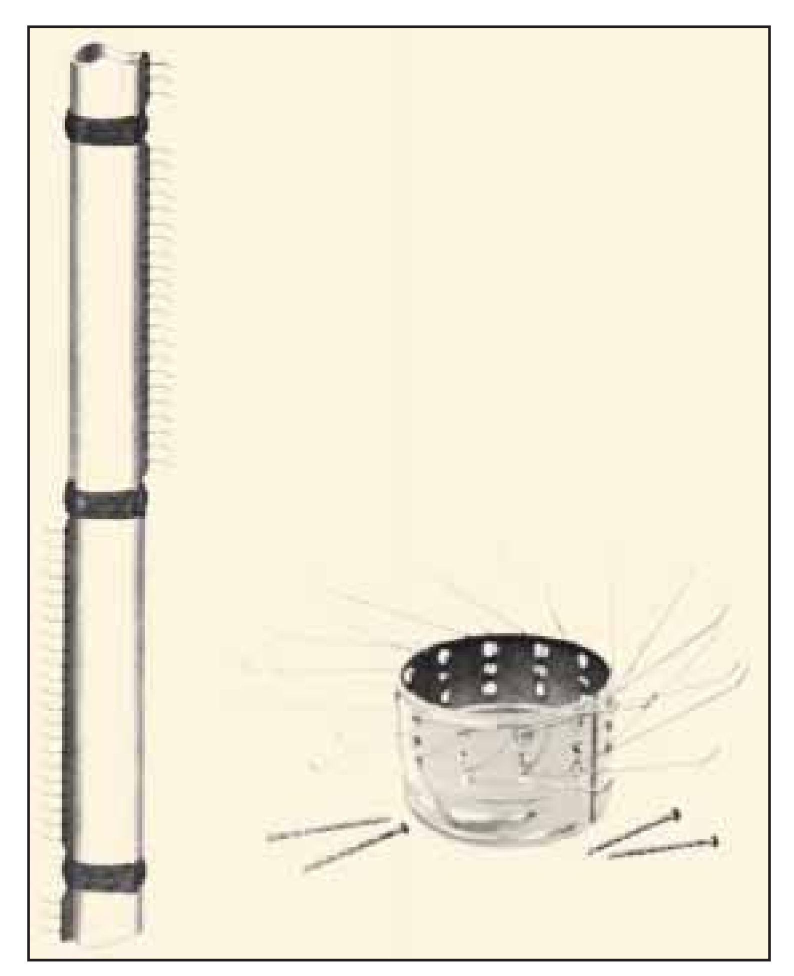


Fig. 3-35. Tipos de raspadores de la pared del hoyo.

V. Operaciones de Perforación en Aguas Costafuera

Yacimientos petrolíferos ubicados en tierra pero cercanos a la costa indujeron las posibilidades de extensión hacia aguas llanas. Tal fueron los casos de Cabimas y Lagunillas, Costa Oriental del lago de Maracaibo, por allá en las décadas de los años veinte y treinta. Y poco a poco, hasta hoy, el taladro se ha ido ubicando en aguas profundas del lago. De igual manera viene sucediendo en otras partes del mundo. En realidad, los fundamentos básicos de la perforación no han cambiado, pero sí, y mucho, la tecnología; la modalidad de las operaciones; las instalaciones; los requerimientos de personal capacitado; los equipos, materiales y herramientas; los servicios de apoyo; las inversiones y costos para operar eficazmente en un ambiente exigente y de situaciones cambiantes, a veces impredecibles.

El ambiente

El ambiente más allá de la costa y hacia el mar adentro presenta variada profundidad de las aguas; diferentes condiciones topográficas y consistencia del suelo marino que, a veces por muy duro o por muy blando, dificulta la construcción de cimientos o el aferramiento de anclas; corrientes superficiales o profundas, cuyas fuerzas podrían comprometer las instalaciones y hacer dificultosa la navegación; condiciones atmosféricas que generan chubascos de agua o de viento, remolinos y huracanes, con el consiguiente encrespamien-

to de las olas y oleaje que hacen cancelar la navegación y ponen en peligro la seguridad del personal e instalaciones. En zonas frías se añaden las bajísimas temperaturas de invierno y el peligro que representan los témpanos de hielo que flotan y se desplazan por los mares árticos.

La tecnología

De aguas llanas y protegidas, el taladro fue ubicado a mayores distancias de las costas en aguas más profundas, a medida que los adelantos en las técnicas de exploración costafuera permitían escudriñar el subsuelo.

Las operaciones pioneras de perforación y producción en el lago de Maracaibo, en el mar Caspio y en el golfo de México han sido escuelas para estudios y prácticas fundamentales que llevaron las operaciones mar adentro en el mar del Norte y otros sitios.

De las plataformas convencionales de perforación se ha pasado a la construcción de grandes plataformas desde las cuales se pueden perforar direccionalmente varias locaciones. Una vez concluida la perforación, la plataforma queda como centro de producción y manejo de petróleo y/o de gas de un gran sector del campo. Las gabarras de perforación de antaño han sido modificadas, y son hoy estructuras integradas que llevan la cabria empotrada y constituyen un taladro flotante que entra, permanece y sale de la locación como una sola unidad.

Para la perforación en aguas llanas y pantanosas se han diseñado gabarras integrales autopropulsadas que constituyen en realidad un barco de poco calado.

Para operaciones en aguas semiprofundas se cuenta con las gabarras autoelevadizas cuyas patas de sostén se afincan en el fondo del mar. La flota mundial tiene unidades que pueden operar en aguas de 4 a 112 metros de profundidad y perforar hasta 9.150 metros.

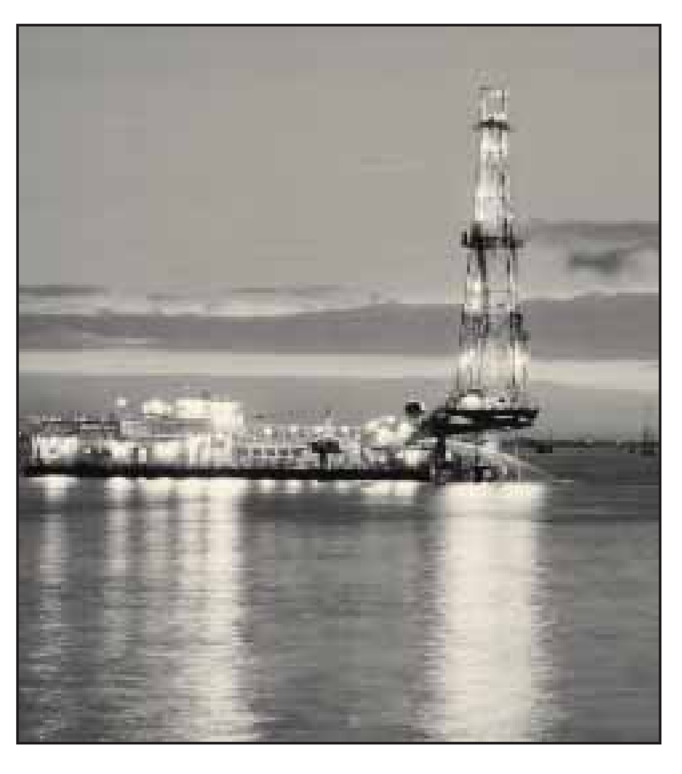


Fig. 3-36. Moderno equipo de perforación en el lago de Maracaibo.

Para profundidades de 4 a 53 metros de agua hay perforadoras del tipo sumergible que pueden perforar hasta 7.600 metros. Para las profundidades de agua a más de 1.000 metros hay una flota de barcos de perforación que pueden hacer hoyos hasta 7.600 metros.

El golfo de México, en el sector estadounidense de Texas a Alabama, representa una de las áreas donde en los últimos dos años se han ubicado plataformas flotantes del tipo de sujeción tensada, en profundidades de aguas por encima de los 500 metros y perspectivas de llegar a 1.000 metros. Estas plataformas pueden pesar hasta 23.000 toneladas y están diseñadas para resistir el impacto de olas de 20 metros de altura y de vientos de 224 kilómetros por hora. Este tipo de plataforma permite perforar varios pozos direccionales desde un mismo sitio y el costo diario de taladro se estima actualmente en $100.000,oo

El diseño y construcción de todas estas nuevas perforadoras se realizan tomando

en cuenta que su sitio de operaciones está lejos de los centros de aprovisionamiento. Por tanto, se tiene que contar con el espacio y las comodidades suficientes para albergar varias docenas de personal de operaciones por tiempo largo. Además, se dispone de suficiente área de almacenamiento para materiales, herramientas y repuestos para garantizar la continuidad de las operaciones por varios días.

Las operaciones costafuera requieren estudios de suelos para verificar la topografía y competencia de los estratos, en caso de utilizar gabarras de perforación autoelevadizas o para la erección de instalaciones de producción. También son necesarios los estudios oceanográficos para conocer los factores que en el sitio afectan las condiciones del mar, su flora y fauna. Estudios y servicios constantes de meteorología para alerta y seguridad del personal y disposiciones de salvaguarda de las instalaciones. Muchos de los adelantos logrados en estas ramas han sido originados por las necesidades de las operaciones petroleras.

En materia de servicios de apoyo, los nuevos diseños y la construcción de remolcadores, de barcazas y barcos de abastecimiento, de botes salvavidas y de lanchas han introducido innovaciones para mayor seguridad de la navegación y el transporte de personal y materiales.



Fig. 3-37. Modernos equipos para perforación costafuera.

Cada taladro tiene helipuerto y el uso del helicóptero es común para el transporte del personal y cargas pequeñas. Las comunicaciones por radio, teléfono, télex, celular, computadoras, o la utilización de satélites permiten, no obstante las distancias, que el taladro esté en contacto con la base de operaciones. En el mismo taladro, por razones obvias, se dispone de espacio para que empresas de servicios de registros y de cementación ubiquen sus equipos temporal o permanentemente, de acuerdo al ritmo de las operaciones. Con respecto al manejo de materiales, los taladros tienen incorporadas grúas para manejar todo tipo de carga para sus tareas de perforación.

Las operaciones costafuera, y más mar adentro, han requerido de innovaciones en el equipo mismo de perforación. Por ejemplo: a medida que la profundidad de las aguas se hace mayor, la longitud del tubo conector (subiente) desde el fondo marino hasta el conjunto de impiderreventones también es mayor; por tanto, a su diseño y estabilidad le han sido incorporadas características acordes a las necesidades. Para el mejor manejo y mayor rapidez de instalación, el conjunto de impiderreventones viene preensamblado para ser instalado en el fondo del mar.

De igual manera, para contener arremetidas o amagos de reventón, el taladro dispone de equipo adicional que aunado a los impiderreventones facilita el control del pozo, por la aplicación de procedimientos determinados de contención que el personal debe conocer explícitamente.

Para evitar la contaminación de las aguas marinas con fluidos de perforación, materias químicas, petróleo y otras sustancias nocivas, se toman precauciones adecuadas para disponer de esos desechos. En el caso de prue-

bas preliminares de producción, el gas y/o petróleo se queman en mechurrios especiales instalados vertical u horizontalmente.

En las ramas de buceo, televisión y soldadura submarinas, los adelantos y aplicaciones han marcado inusitados progresos, a medida que la perforación se hace en aguas cada vez más profundas.

La computación y procesamiento de datos, aunados a los sistemas de telecomunicaciones más avanzados, permiten que las decisiones sobre las operaciones se tomen sobre la marcha, ahorrando así tiempo y dinero.

VI. Operaciones de Pesca

En la perforación siempre está presente la posibilidad de que fortuitamente se queden en el hoyo componentes de la sarta de perforación u otras herramientas o elementos utilizados en las diferentes tareas de obtención de datos, pruebas o terminaciones del pozo, ocasionando lo que generalmente se le llama tarea de pesca, o sea rescatar o sacar del hoyo esa pieza que perturba la continuidad de las operaciones. Por tanto, en previsión para actuar en consecuencia, siempre hay en el taladro un mínimo de herramientas de pesca de uso muy común, que por experiencia son aconsejables tener: como cesta, ganchos, enchufes, percusor, roscadores y bloques de plomo para hacer impresiones que facilitan averiguar la condición del extremo de un tubo.

La serie de herramientas de pesca es bastante extensa y sería imposible y costoso tenerla toda en cada taladro. Sin embargo, en los centros de mucha actividad de perforación, en los almacenes de materiales de las empresas operadoras y de servicios de perforación se tienen herramientas para cubrir el mayor número de casos específicos.

Generalmente la tarea de pesca es sencilla pero otras veces se puede tornar tan difícil de solucionar que termina en la opción de desviar el hoyo.

En tareas de pesca cuenta mucho diagnosticar la situación, disponer de las herramientas adecuadas y la paciencia y experiencia de todo el personal de perforación. En ocasiones, la tarea puede representar un difícil reto al ingenio mecánico del personal, pero hay verdaderos expertos en la materia, tanto en ideas como en la selección y aplicación de las herramientas requeridas.

VII. Arremetida, Reventón e Incendio

Estos tres episodios son indeseables en la perforación o en tareas de limpieza o reacondicionamiento de pozos, pero suceden. Afortunadamente, los resultados lamentables son raros, gracias al adiestramiento del personal para actuar en tales casos y al equipo y procedimiento de contención disponibles.

La arremetida, o sea el desbordamiento de fluidos (gas y/o petróleo, agua: fresca o salada) de la formación hacia el hoyo, ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en el hoyo es menor que la presión que tienen algunas de las formaciones perforadas o la formación que está siendo penetrada por la barrena.

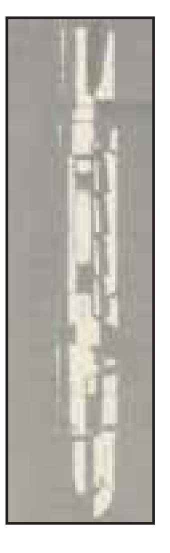


Fig. 3-38. Herramienta de pesca para extraer tuberías del hoyo.

Las manifestaciones de la arremetida se captan en la superficie por el aumento de volumen de fluido en el tanque y por el comportamiento simultáneo de las presiones en la sarta y el espacio anular. La magnitud del volumen adicional de fluido descargado da idea de la gravedad de la situación. La apreciación precoz del tipo de fluido desbordado ayudará a poner en ejecución uno de los varios métodos adecuados de contención, cuya finalidad, no obstante las diferencias de procedimientos, es permitir acondicionar el fluido de perforación al peso requerido y bombearlo al hoyo ya que mientras tanto se controla el comportamiento del flujo por el espacio anular para descargar la arremetida inocuamente.



Fig. 3-39. Espectacular reventón de un pozo en el lago de Maracaibo.

Por sus características físicas y comportamiento de la relación volumen-presión, la arremetida de gas es la más espectacular. Su fluidez, su rapidez de ascenso, inflamabilidad o posible contenido de sulfuro de hidrógeno hacen que desde el mismo instante de la arremetida se proceda a contenerla sin dilaciones. Toda arremetida es un amago de reventón.

Toda arremetida que no pueda ser controlada termina en reventón, con sus graves consecuencias de posibles daños personales, destrucción segura de equipos y hasta posible pérdida del hoyo o del pozo. Si el reventón se incendia, los daños físicos serán mayores y más difíciles y más costosos serán también los esfuerzos para contenerlo.

Para el yacimiento, el reventón se convierte en un punto de drenaje sin control, cuya producción durante días o meses ocasiona daños a la formación, con gran pérdida de fluidos y abatimiento de la presión natural.

El riesgo de contaminación del ambiente puede tornarse muy serio y los daños podrían sumar pérdidas irreparables y costosísimas.

VIII. Problemas Latentes durante la Abertura del Hoyo

Aunque se disponga de los mejores equipos, herramientas, materiales, tecnología y personal capacitado, durante la perforación pueden presentarse una variedad de problemas que a veces pueden ser difíciles y costosos. Prevenir situaciones que puedan malograr el buen ritmo y los costos de las operaciones es quizás el anhelo más importante que debe motivar a todo el personal de perforación y de apoyo.

Entre estos problemas se cuentan:

• Derrumbes de las formaciones.



Fig. 3-40. Pozo petrolífero en el lago de Maracaibo.

• Pérdida de circulación parcial o total del fluido de perforación
• Desviación crítica del hoyo.
• Constricción del diámetro del hoyo.
• Torcedura o enchavetamiento del hoyo.
• Atascamiento de la sarta de perforación.
• Desenrosque de elementos de la sarta y, por ende, tareas de pesca.
• Torcedura y desprendimiento de parte de la sarta.
• Arremetidas y reventón.
• Incendios.

IX. Informe Diario de Perforación

Ninguna información es tan importante como la que diariamente cada perforador escribe en el "Informe Diario de Perforación". Día a día este informe va acumulando una cantidad de datos que son fuente insustituible de lo acontecido, desde el momento en que comienza la mudanza del equipo a la locación hasta la salida para otro destino, luego de terminado, suspendido o abandonado el pozo.

El informe constituye una referencia cronológica que, apropiadamente analizada y evaluada, sirve para apreciar cómo se condujo la perforación; cuál fue el comportamiento del equipo y herramientas utilizadas; qué cantidad de materiales fueron consumidos; cuáles inconvenientes se presentaron durante la perforación; cuánto tiempo se empleó en cada una de las tareas que conforman la perforación; accidentes personales y datos de importancia. Toda esa información puede traducirse en costos y de su evaluación pueden derivarse recomendaciones para afianzar la confiabilidad de los equipos, herramientas, materiales y tecnología empleada o para hacer modificaciones con miras a hacer más eficientes y económicas las operaciones.

En el informe se van detallando todos aquellos renglones que comprenden los programas específicos que conforman la perforación. Estos programas son:

Programa de Barrenas
Programa de Fluido de Perforación
Programa de Muestras y Núcleos
Programa de Registros
Programa de Revestidores
Programa de Cementación
Programa de Pruebas y Terminación
Programa de Contingencias

La Tabla 3-6 presenta una relación más detallada de las tareas que conforman la perforación y que al final de cuentas cada una representa un porcentaje del tiempo total consumido y de la inversión.

Resumiendo la valiosa cantidad de información que se deriva de la perforación de un pozo se puede decir que de ella pueden obtenerse indicadores que señalan el comportamiento y funcionamiento de ciertas herramientas y materiales, como también costos y gastos de diferentes renglones de la operación entre pozos en un mismo campo o entre campos en un determinado territorio, consideran-



Fig. 3-41. El perforador al frente de los controles de un equipo moderno de perforación.

do las condiciones y características de factores geológicos similares o aproximados. La información básica es la siguiente:

• Profundidad final de perforación, en metros.

• Velocidad de horadación de las formaciones por la barrena, en metros/minuto o metros/hora.

• Peso de la sarta de perforación, en kilogramos.

• Peso de la sarta de perforación sobre la barrena, en kilogramos.

• Esfuerzo de torsión de la sarta de perforación, kilogramo-metro.

• Revoluciones por minuto de la barrena, r.p.m.

• Presión del subiente (tubería para mandar fluido de perforación a la sarta), en kg/cm^2.

• Presión en el espacio anular, en kg/cm^2.

• Velocidad de las bombas, emboladas/minuto.

• Densidad del fluido de perforación, entrante/saliente, kg/litro.

• Temperatura del fluido de perforación, entrante/saliente, °C.

• Descarga del fluido de perforación:

- Volumen de cada tanque o fosa, m^3 o brls.

- Volumen total, m^3 o brls.

- Ganancia o pérdida de volumen, m^3 o brls.

• Tanque de aforación del fluido de perforación durante la extracción/metida de la sarta, m^3 o brls.

- Ganancias o pérdidas de volumen, m^3 o brls.

• Esfuerzo de torsión de las tenazas para enroscar la tubería, kg/metro.

• Volumen de fluido para llenar el hoyo durante las maniobras de extracción y/o metida de la sarta, m^3.

Este tipo de información computarizada se puede obtener en el mismo sitio de las operaciones, y servirá al personal del taladro para evaluar la normalidad de la perforación o detectar alguna anormalidad.

Tabla 3-6. Recopilación de datos del Informe Diario de Perforación

RESUMEN DE ACTIVIDADES

Locación: ___________ Taladro: ______________ Pozo: _____________________
Altitud, metros: ______ Altitud, metros: ________ Campo: ___________________
(sobre el nivel del mar) (mesa rotatoria) Fecha comienzo: ___________
Coordenadas: _________ Fecha terminación: __________

		Horas/(Días)		Observaciones
1.	Mudando equipo y aparejando	____	____	______________________
2.	Desmantelando	____	____	______________________
3.	Perforando	____	____	______________________
4.	Sacando núcleos	____	____	______________________
5.	Escariando	____	____	______________________
6.	Entubando y cementando	____	____	______________________
7.	Tomando registros	____	____	______________________
8.	Reparaciones	____	____	______________________
9.	Sacando sarta de perforación	____	____	______________________
10.	Metiendo sarta de perforación	____	____	______________________
11.	Constatando desviación del hoyo	____	____	______________________
12.	Acondicionando fluido de perforación	____	____	______________________
13.	Terminando y probando	____	____	______________________
14.	Pescando	____	____	______________________
15.	Esperando órdenes	____	____	______________________
16.	Esperando por mal tiempo	____	____	______________________
17.	Días feriados	____	____	______________________

		Total
18.	Metros perforados	____
19.	Metros de núcleos extraídos	____

Profundidad total

20. Metros perforados/Días activos de perforación
21. Núcleos extraídos/Días activos de extracción, metros
22. Núcleos recuperados, metros
23. Porcentaje de núcleos recuperados
24. Longitud escariada, metros
25. Longitud escariada por días activos, metros
26. Sustancias añadidas al fluido de perforación
    - Bentonita, Sacos
    - Baritina, sacos
    - Soda cáustica, kilogramos
    - Quebracho, kilogramos
    - Bicarbonato de soda, kilogramos
    - Fosfatos, kilogramos
    - Otros
27. Características del fluido de perforación
    De .... a,_______metros (peso, viscosidad, filtración, pH, gelatinosidad, revoque, tratamientos).
28. Barrenas utilizadas
    De .... a,_______metros Diámetro, mm. Tipo, cantidad, marca, peso, r.p.m.
29. Sarta de revestimiento
    De .... a,_______metros Especificaciones y detalles de la cementación
30. Registros tomados
    De .... a, _______metros Tipo _____ Fecha, empresa, detalles _________
31. Perforación a bala/cañoneo
    De .... a, _______metros Orificios (números/diámetro)/metro _____ Detalles ____________________________________
32. Pruebas de producción
    Intervalo
    De .... a, _______metros Detalles (ver 32)
33. Costos de la perforación/terminación
    - Costo de perforación, Bs./metro
    - Costo de terminación, Bs.
    - Costo total:
    - Costo total/metro, Bs.

Tipo y composición de la sarta, tipo de amortiguador (agua/petróleo); tipo de empacadura; profundidad de hincaje; apertura de la sarta (hora); minutos de flujo a la superficie; presiones; duración de la prueba; estrangulador; detalles; fluidos, b/d; relación gas/petróleo: calidad de fluido; agua/sedimentos, etc.

X. Terminación del Pozo

Cementada la última sarta de revestimiento, que tiene la doble función de revestidor y de sarta de producción, se procede a realizar el programa de terminación del pozo.

La terminación constituye el primer paso en lo que será la etapa de producción del pozo. Generalmente, la última sarta se cementa luego de haber hecho un análisis completo de las perspectivas de productividad del pozo porque en caso contrario se incurriría en costos innecesarios de la tubería, cementación, cañoneo y pruebas.

Por tanto, los detalles de la terminación del pozo se encuentran en el Capítulo 4, “Producción”.

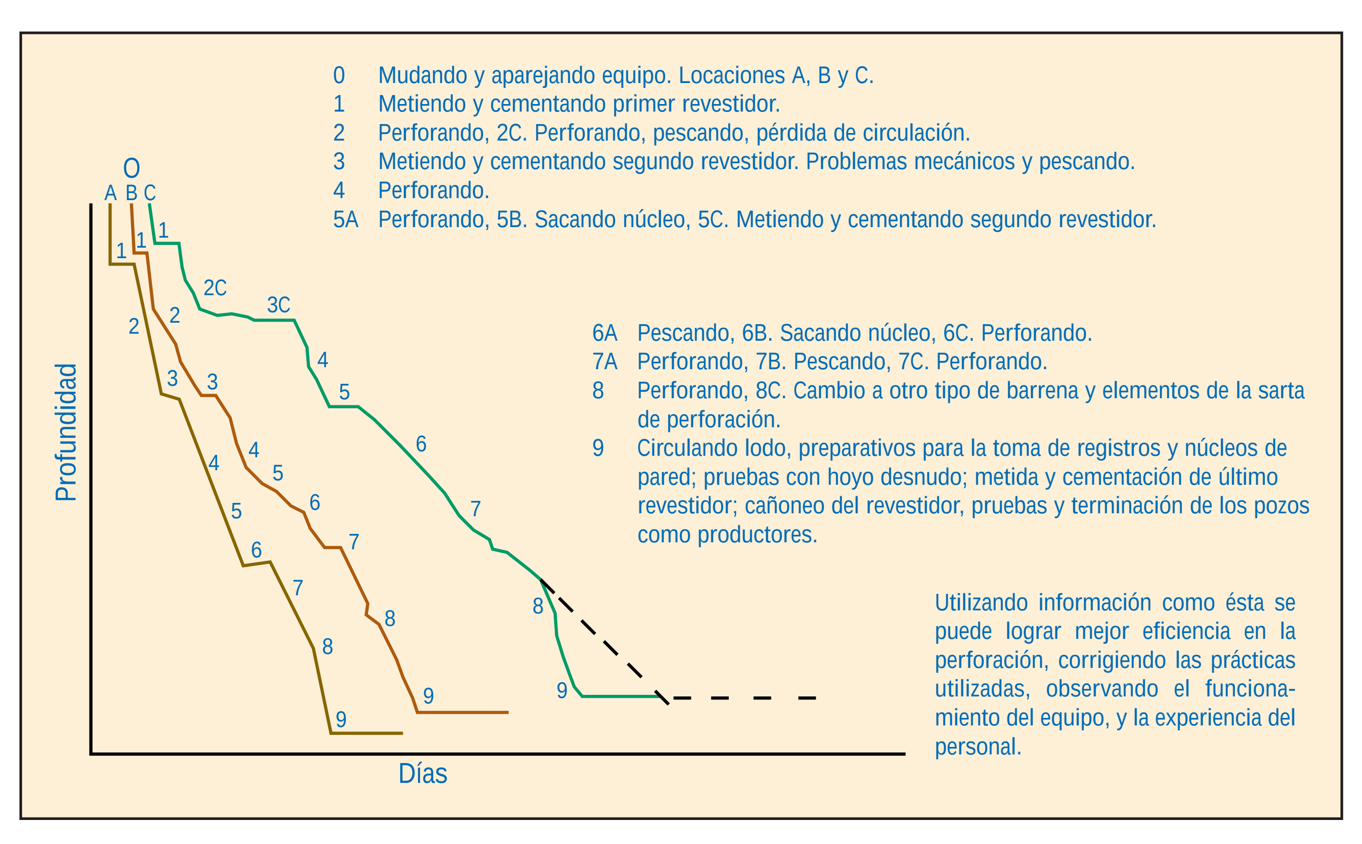


Fig. 3-42. Ejemplos esquemáticos de incidencias y progreso en la perforación (tres locaciones en el mismo campo).

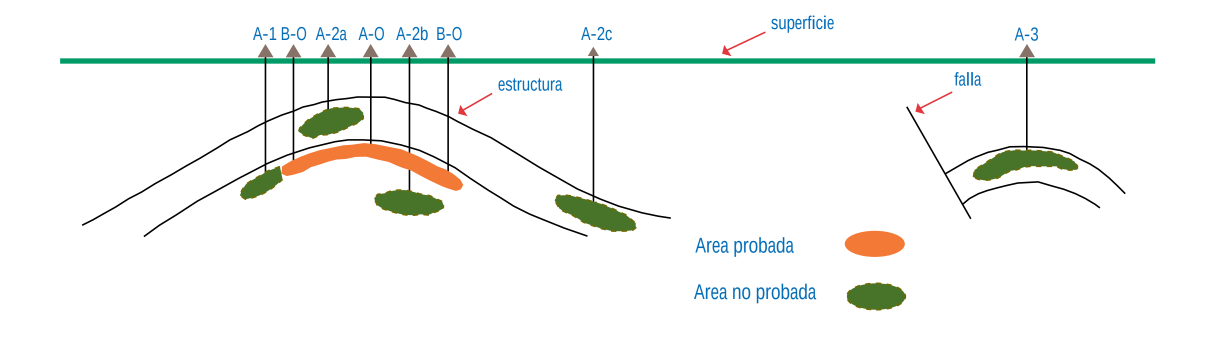
XI. Clasificación de Pozos Terminados

Para catalogar la perforación y terminación de pozos, de acuerdo al objetivo, al área donde se perfora y otras condiciones dentro de los campos y yacimientos, el Ministerio de Energía y Minas utiliza la Clasificación Lahee (ver Tabla 3-7).

Tabla 3-7. Clasificación de pozos

Objetivo	Area donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación	
			Resultados positivos	Resultados negativos
		A (exploratorio)	B (productor)	C (seco)
Para desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	0 de desarrollo	0 de desarrollo	0 de desarrollo
	Fuera del área probada	1 de avanzada	1 de extensión	1 de avanzada
Para descubrir nuevos yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	2a de yacimientos superiores	2a descubridor de yacimientos superiores	2a exploratorio de yacimientos superiores
		2b de yacimientos profundos	2b descubridor de yacimientos profundos	2b exploratorio de yacimientos profundos
	Fuera del área probada	2c de nuevos yacimientos	2c descubridor de nuevos yacimientos	2c exploratorio de nuevos yacimientos
Para descubrir nuevos campos	Areas nuevas	3 de nuevo campo	3 descubridor de nuevo campo	3 exploratorio de nuevo campo

Nota: La clasificación después de la perforación bien puede no corresponder horizontalmente a la clasificación hecha antes de perforar el pozo, ya que de resultar seco el objetivo original puede haberse terminado en otro yacimiento.



XII. Tabla de Conversión

En la industria petrolera, por razones obvias, se emplean el Sistema Métrico y el Sistema angloamericano, de pesas y medidas. Como la fuente tecnológica petrolera más abundante la constituyen las publicaciones estadounidenses, en la Tabla 3-8 presentamos los valores de conversión que aparecen en Petróleo y otros Datos Estadísticos, del Ministerio de Energía y Minas.

Tabla 3-8. Tabla de conversión. Valores equivalentes aproximados

Volumen	Metro cúbico	Galón americano	Litro	Barril americano	Pie cúbico
Metro cúbico	—	264,170	1.000,000	6,2898	35,315
Galón americano	0,0038	—	3,785	6,0238	0,134
Litro	0,0010	0,264	—	0,0063	0,035
Barril americano	0,1589	42,00	158,988	—	5,615
Pie cúbico	0,0283	7,481	28,317	0,1781	—

Peso	Kilogramo	Libra	Tonelada métrica	Tonelada larga	Tonelada corta
Kilogramo	—	2.205	0,0010	0,00098	0,0011
Libra	0,454	—	0,0005	0,00045	0,0005
Ton métrica	1.000.000	2.204,620	—	0,98421	1,1023
Ton. larga	1.016,050	2.240,000	1,0161	—	1,1200
Ton. corta	907,185	2.000,000	0,9072	0,89286	—

Superficie	Hectárea	km^2	Acre	Longitud	Metro	Pulgada	Pie
Hectárea	—	0,010	2,47	Metro	—	39,37	3,281
Km^2	100,00	—	247,10	Pulgada	0,025	—	0,083
Acre	0,41	0,004	—	Pie	0,305	12,00	—

Calor	Kilocaloría	BTU	Kilovatio-hora
Kilocaloría	—	3,97	0,0012
BTU	0,2252	—	0,0003
Kilovatio-hora	859,600	3.412,75	—
Kilovatio-hora	3.210,000 a/	—	—

a/ Factor correspondiente a la conversión de energía hidroeléctrica en Venezuela.

Referencias Bibliográficas

1. API - American Petroleum Institute: **API Drilling and Production Practice**, American Petroleum Institute, Washington D.C., anual.

2. API - American Petroleum Institute: **API Spec 7**, Rotary Drilling Equipment, May 1979.

3. ARDREY, William E.: "Computers at Wellsite", en: **Drilling**, December 1983, p. 65.

4. ARMCO: **Oil Country Tubular Products Engineering Data**, Armco Steel Corporation, Middletown, Ohio, 1966.

5. BLEAKLEY, W.B.: "IFP and Elf-Aquitaine Solve Horizontal Well Logging Problem", en: **Petroleum Engineer International**, November 15, 1983, p. 22.

6. **Boletín de Geología**, Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas, eventual.

7. **Boletín Informativo**, Asociación Venezolana de Geología, Minería y Petróleo, Caracas, trimestral.

8. BOYADJIEFF, George: "Power Swivels", en: **Drilling**, March 1984, p. 41.

9. BRANTLEY, J.E.: **History of Oil Well Drilling**, Chapter 24, Directional Drilling, Houston, Texas, 1971.

10. BRANTLEY, John E.: **Rotary Drilling Handbook**, fifth edition, Palmer Publications, Los Angeles, California, 1952.

11. **Bulletin American Association of Petroleum Geologists**, Tulsa, Oklahoma, mensual.

12. CLEMENT, C.; PARKER, P.N.; BEIRUTE, R.M.: "Basic Cementing", serie de 8 artículos, en: **Oil and Gas Journal**, February 21, 1977-May 23, 1977.

13. DELLINGER, T.B.; GRAVELEY, W.; TOLLE, G.C.: "Directional Technology Will Extend Drilling Reach", en: **Oil and Gas Journal**, September 15, 1980.

14. **Drilling Associated Publishers**, Dallas, Texas, mensual.

15. FINCHER, Roger W.: "Short-Radius Lateral Drilling: A Completion Alternative", en: **Petroleum Engineer International**, February 1987, p. 29.

16. GASSETT, Paul L.: "Drilling Today: A Candid Look at Costs, Training and Technology", en: **World Oil**, October 1980.

17. Horizontal Wells Series:
1. LANG,William J.; JETT, Marion B.: "High expectations for horizontal drilling becoming reality", en: **Oil and Gas Journal**, September 24, 1990, pp. 70-79.

2. NAZZAI, Greg: "Planning matches drilling equipment to objectives", en: **Oil and Gas Journal**, October 8, 1990, pp. 110-118.

3. JONES, Warren: "Unusual stresses require attention to bit selection", en: **Oil and Gas Journal**, October 22, 1990, pp. 81-85.

4. HARVEY, Floyd: "Fluid program built around hole cleaning, protecting formation", en: **Oil and Gas Journal**, November 5, 1990, pp. 37-41.

5. TAYLOR, Michael; EATON, Nick: "Formation evaluation helps cope with lateral heterogeneities", en: **Oil and Gas Journal**, November 19, 1990, pp. 56-66.

6. WHITE, Cameron: "Formation characteristics dictate completion design", en: **Oil and Gas Journal**, December 3, 1990, pp. 58-64.

7. MATSON, Ron; BENNETT, Rod: "Cementing horizontal holes becoming more common", en: **Oil and Gas Journal**, December 17, 1990, pp. 40-46.

8. BLANCO, Eduardo R.: "Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction", en: **Oil and Gas Journal**, December 31, 1990, pp. 112-117.
Conclusion of Series

18. IX Jornadas Técnicas de Petróleo: **Trabajos sobre Perforación**, Colegio de Ingenieros de Venezuela/Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos, Maracaibo, 30-10 al 2-11-1991.

19. JOURDAN, Andre P.; BORON, Guy: "Horizontal Well Proves Productivity Advantages", en: **Petroleum Engineer International**, October 1984, p. 24.

20. **Journal of Petroleum Technology**, Dallas, Texas, mensual.

21. **Journal of Petroleum Technology**, "Artificial Lift/Multilateral Technology", July 1997.

22. LEONARD, Jeff: "Guide To Drilling, Workover and Completion Fluids", en: **World Oil**, June 1980.

23. LITTLETON, Jeff H.: "Sohio Studies Extended - Reach Drilling For Proudhoe Bay", en: **Petroleum Engineer International**, October 1985, p. 28.

24. LOWEN, Brian M.; GRADEEN, Glenn D.: "Canadian Operator Succeeds in Slant-Hole Drilling Project", en: **Petroleum Engineer International**, August 1982, p. 40.

25. LOXAM, D.C.: "Texaco Canada Completes Unique Horizontal Drilling Program", en: **Petroleum Engineer International**, September 1982, p. 40.

26. LUMMUS, James L.: "Bit Selection", en: **Petroleum Engineer**, March 1974.

27. MARSH, J.L.: "Hand-Held Calculator Assists in Directional Drilling Control", en: **Petroleum Engineer International**, July 1982, p. 79.

28. **Mene**, Maracaibo, estado Zulia, bimestral.

29. Ministerio de Energía y Minas:
A. **Memoria y Cuenta**, anual.
B. **Petróleo y otros Datos Estadísticos (PODE)**, Caracas, anual.

30. MOORE III, W.D.; STILWELL, Jim: "Offshore Report", en: **Oil and Gas Journal**, May 8, 1978.

31. MOORE, Steve D.: "High - Angle Drilling Comes of Age", en: **Petroleum Engineer International**, February 1987, p. 18.

32. MOORE, Steve D.: "The Hows And Whys of Downhole Drilling Motors", en: **Petroleum Engineer International**, August 1986, p. 38.

33. NAZZAI, Greg: "Extended - Reach Wells Tap Outlying Reserves", en: **World Oil**, March 1993, p. 49.

34. **Ocean Industry**, Houston, Texas, mensual.

35. **Offshore**, Tulsa, Oklahoma, mensual.

36. **Oil and Gas Journal**:
- "Horizontal drilling taps coal seam gas", March 14, 1983, p. 35.
- "Group project aims to extend limits of directional drilling", July 18, 1983, p. 42.

37. **Petroleum**, Maracaibo, estado Zulia, mensual.

38. PETZET, G. Alan: "Research efforts aims to trim drilling cost, boost recovery", en: **Oil and Gas Journal**, July 18, 1983, p. 41.

39. RANDALL, B.V.; CRAIG, Jr., J.T.: "Bottom Hole Assemblies Rated for Rigidity/Stickability", en: **Oil and Gas Journal**, October 2, 1978.

40. RAPPOLD, Keith: "Use Of LWD Tools To Improve Downhole Navigation On The Rise", en: **Oil and Gas Journal**, December 18, 1995, p. 25.

41. SUMAN, Jr., George O.; ELLIS, Richard E.: "Cementing Oil and Gas Wells", en: **World Oil**, March 1977.

42. **Transactions**, Society of Petroleum Engineers of the A.I.M.E., Dallas, Texas, anual.

43. UREN, Lester C.: **Petroleum Production Engineering Development**, fourth edition, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1956.

44. WALKER, Scott H.; MILLHEIM, Keith K.: “An Innovative Approach to Exploration and Exploitation Drilling: The Slim-Hole High Speed Drilling System”, en: **Journal of Petroleum Technology**, September 1990, p. 1.184.

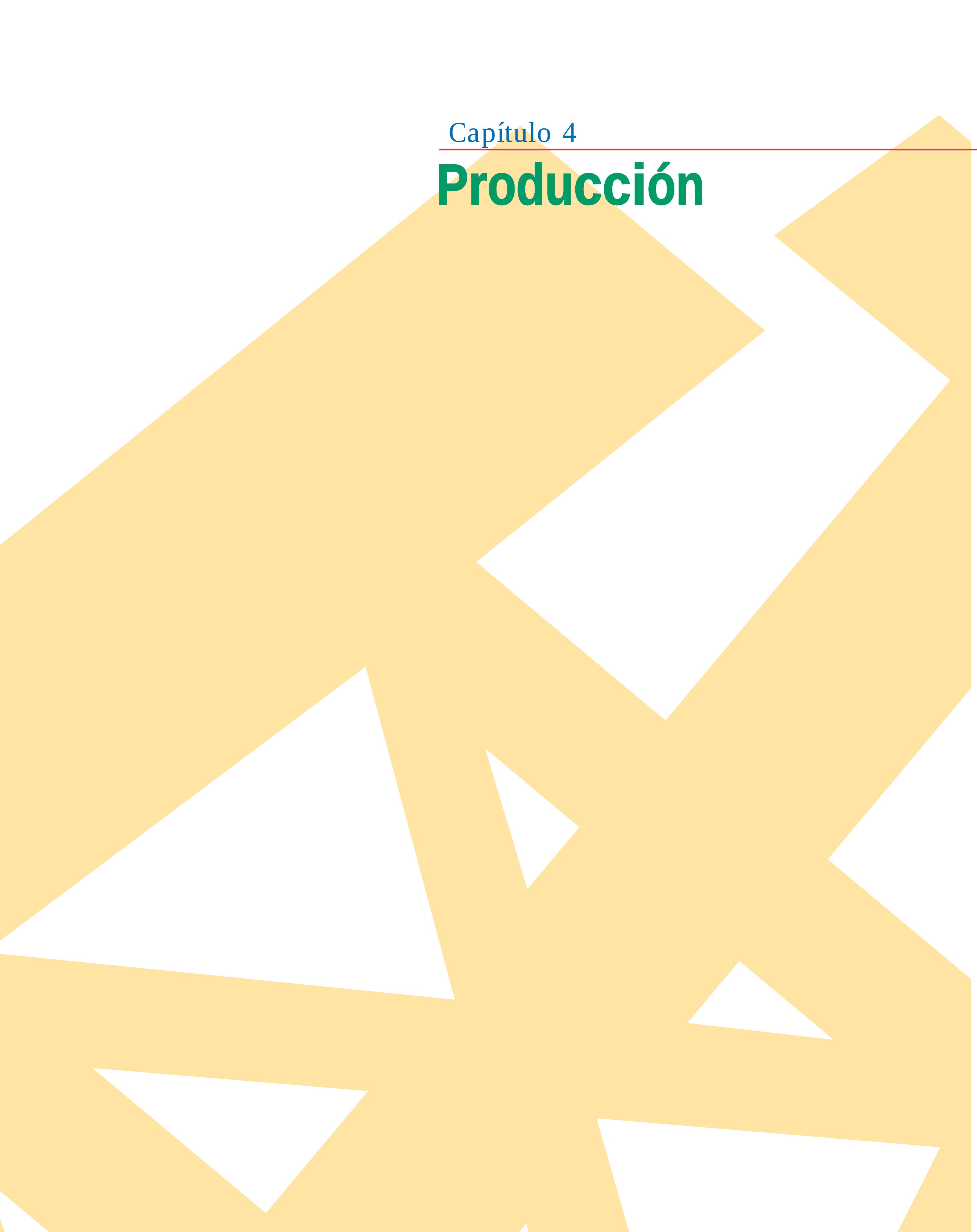
45. WEISS, Walter J.: “Drilling Fluid Economic Engineering”, en: **Petroleum Engineer**, September 1977.

46. **World Oil**:
- “Composite Catalog”, Oil Field Equipment and Services, 1982 - 1983, 5 volúmenes, 9.052 páginas
- “Drilling Today and Yesterday”, October 1978.
- “Drill Bit Classifier”, September 1992.

47. **Zumaque**, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos, Caracas, trimestral.

Capítulo 4

Producción



Indice

I. Terminación del Pozo

Se define como fecha de terminación del pozo aquella en que las pruebas y evaluaciones finales de producción, de los estratos e intervalos seleccionados son consideradas satisfactorias y el pozo ha sido provisto de los aditamentos definitivos requeridos y, por ende, se ordena el desmantelamiento y salida del taladro del sitio.

Evaluaciones previas

Durante el curso de la perforación, la obtención y estudio de muestras de ripio o de núcleos convencionales o de pared; el análisis continuo e interpretación del posible contenido de hidrocarburos en el fluido de perforación; la toma de diferentes registros petrofísicos e interpretación cualitativa y cuantitativa de la información; la correlación de la información geológica, sísmica y/o petrofísica; el comportamiento y velocidad de penetración de la barrena; y la información e interpretación de alguna prueba de producción hecha con la sarta de perforación en el hoyo desnudo, configuran por sí o en conjunto la base para decidir la terminación del pozo en determinado(s) yacimiento(s) y los respectivos intervalos escogidos.

La abundancia y tipo de información para evaluar y correlacionar las perspectivas del pozo dependen de si la perforación es de



Fig. 4-1. Desarrollo de las inmensas acumulaciones de petróleo de la Faja del Orinoco. Operaciones de perforación en el área de Cerro Negro, estado Monagas.

exploración, de avanzada o de desarrollo, en cuyos casos el grado de control geológico y la experiencia acumulada del personal encargado de formular la terminación determinará cuáles datos son suficientes e indispensables para realizar la tarea.

Las apreciaciones más importantes que conducen a una buena terminación son:

• El tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal.

• El rumbo y el aspecto de la circunferencia de la trayectoria del hoyo, para que las sartas de revestimiento queden bien centradas y la cementación de las mismas sea eficaz. Y, posteriormente, que tanto la inserción y manejo de otras sartas y herramientas como su extracción se realicen sin causar desgastes y/o daños a los revestidores.

• En el caso del hoyo desviado de largo alcance, el inclinado o el horizontal se tomarán las precauciones requeridas para evitar atascos durante las operaciones de revestimiento y cementación de las sartas. Si la sarta horizontal se utiliza como revestidora y como sarta de producción, la metida y colocación en el hoyo requiere esmerada atención para que quede bien centrada, y la cementación y el cañoneo se hagan sin inconvenientes

• Los gradientes de presión y de temperatura para mantener el fluido de perforación o los especiales de terminación dentro de las exigencias requeridas. Igualmente la selección de cementos y aditivos para la cementación de sartas, especialmente la última sarta.

• Revisión del Informe Diario de Perforación para refrescar la memoria sobre los incidentes importantes surgidos como: atascamiento de la sarta de perforación, enchavetamiento del hoyo, pérdidas parciales o total de circulación, desviación desmedida del hoyo y correcciones, derrumbes, arremetidas por flujo de agua, gas y/o petróleo.

• Interpretaciones cualitativas y cuantitativas de pruebas hechas con la sarta de perforación en el hoyo desnudo para discernir sobre: presiones, régimen de flujo, tipo y calidad de fluidos: gas, petróleo, agua.

• Registros y/o correlaciones de registros para determinar: tope y base de los estratos, espesor de intervalos presuntamente productivos, zonas de transición, porosidad, permeabilidad, tipo de rocas, buzamientos, accidentes geológicos (fallas, plegamientos, adelgazamientos, discordancia, corrimientos, etc.), características del petróleo a producirse.

• Estudio de historias de perforación, terminación y producción de pozos contiguos, cercanos o lejanos para apreciar procedimientos empleados antes, comportamiento mecánico de las terminaciones, posibles reparaciones realizadas y desenvolvimiento de la etapa productiva de los pozos.

Tipos de terminación

Existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la terminación mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, al pozo se

le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio del bombeo mecánico o hidráulico o por levantamiento artificial a gas.

Además de las varias opciones para terminar el pozo vertical (Figuras 4-2 a 4-11, respectivamente), ahora existen las modalidades de terminación para pozos desviados normalmente, los desviados de largo alcance, los inclinados y los que penetran el yacimiento en sentido horizontal.

Terminación vertical sencilla

La terminación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de terminación sencilla.

La terminación sencilla clásica, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del hoyo, consiste en que el revestidor sea cañoneado a bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro por metro lineal hélico para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo.

El diámetro del cañón, que puede ser de 83 a 121 milímetros y diámetros intermedios, se escoge de acuerdo al diámetro del revestidor, que generalmente puede ser de 127 a 178 milímetros y diámetros intermedios convencionales. El diámetro del proyectil comúnmente es de 6 a 19 milímetros, con incrementos convencionales para diámetros intermedios deseados que pueden ser de 9,5; 12,7 y 15,9 milímetros.

Como el fluido de perforación es generalmente utilizado para controlar la presión de las formaciones, se decidirá si será utilizado durante el cañoneo en su estado actual o si se opta por dosificarlo con aditivos específicos o cambiarlo totalmente por un fluido especial.

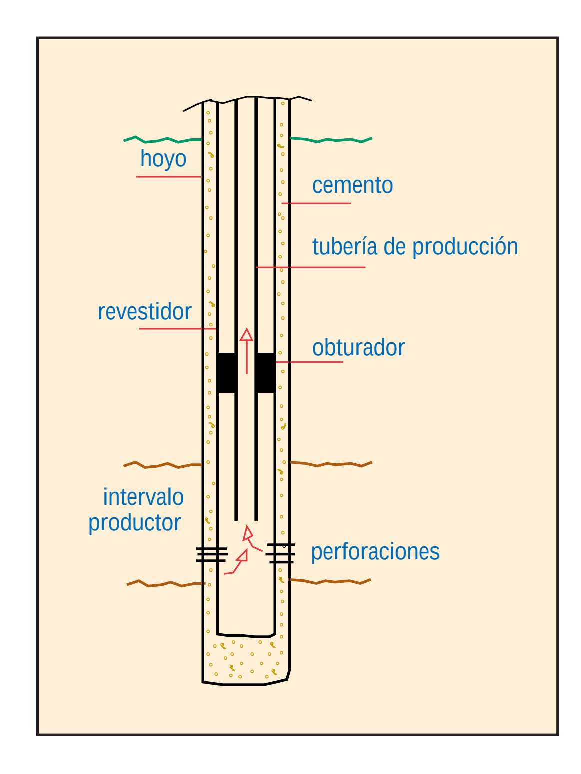


Fig. 4-2. Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical.

Pues, durante el cañoneo y las tareas subsecuentes, el pozo debe estar controlado por el fluido. Por tanto, esta etapa de terminación puede tornarse crítica.

Luego de cañoneado el intervalo o los intervalos seleccionados, se procede a extraer el cañón del pozo para comenzar después a meter la tubería de producción, llamada también de educción. Para el caso básico de terminación sencilla, como se muestra en la Figura 4-2, la tubería de producción lleva en su parte inferior una empacadura adecuada que se hinca contra la pared del revestidor. La parte superior de la sarta se cuelga del cabezal del pozo y del cabezal sale la tubería de flujo que lleva el petróleo hasta el múltiple de la instalación de separadores donde se separa el gas, el petróleo y el agua. De aquí en adelante, en la estación de flujo y almacenamiento, se procede al manejo de estos tres fluidos de acuerdo a sus características.

En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para ve-

rificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.

Otra versión de terminación sencilla, permite que selectivamente pueda ponerse en producción determinado intervalo (Figura 4-3). Para esto se requiere adaptar a la sarta de producción las empacaduras de obturación requeridas y las válvulas especiales en frente de cada intervalo para permitir que el petróleo fluya del intervalo deseado y los otros dos estratos se mantengan sin producir.

Por las características petrofísicas de la roca, especialmente en el caso de caliza o dolomita, la terminación sencilla puede hacerse a hoyo desnudo (Figura 4-4), o sea que el revestidor se cementa más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor.

Algunas veces se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestidor corto, tubería calada (Figura 4-5), que cuelga del revestidor de producción.

Otra opción de terminación para contener arenas muy deleznables, que se emplea mucho en pozos que producen a bombeo

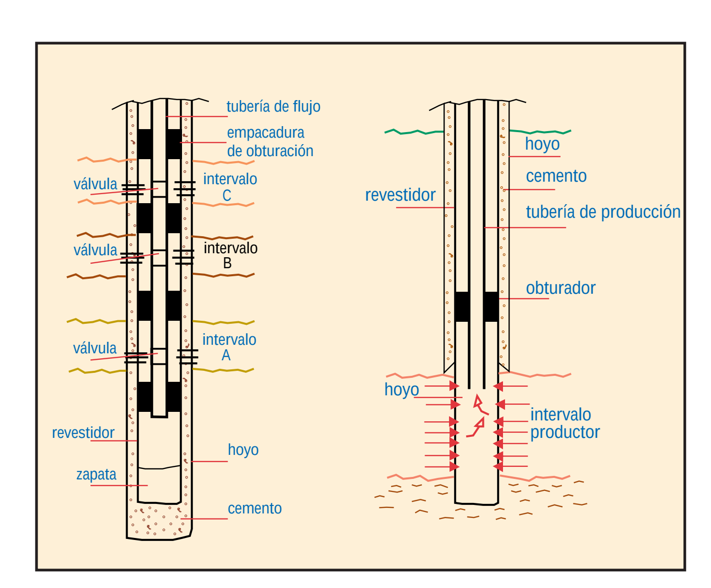


Fig. 4-3. Terminación sencilla de opción múltiple selectiva.

Fig. 4-4. Terminación sencilla en hoyo desnudo.

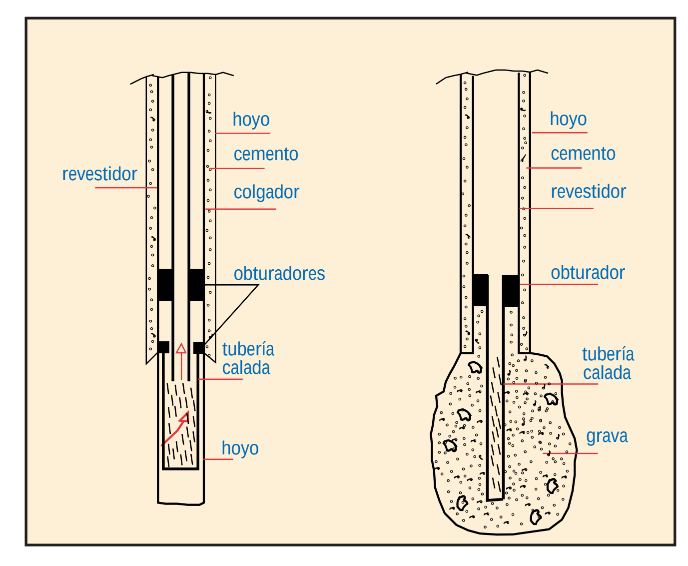


Fig. 4-5. Terminación sencilla con tubería calada.

Fig. 4-6. Terminación sencilla y empaque con grava.

mecánico, es la de empacar el intervalo productor con grava de diámetro escogido (Figura 4-6), de manera que los granos sueltos de arena, impulsados por el flujo, al escurrirse por la grava se traben, formando así un apilamiento firme y estable que evita que la arena fluya hacia el pozo.

El empaque puede lograrse colgando una tubería calada especial, previamente empacada o con una tubería calada por medio de la cual, antes de colgarla, se rellena el espacio anular con la grava escogida.

Terminación vertical doble

Cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo, se recurre a la terminación doble (Figura 4-7). Generalmente, el yacimiento superior produce por el espacio anular creado por el revestidor y la tubería de educción y el inferior por la tubería de educción, cuya empacadura de obturación se hinca entre los dos intervalos productores.

Algunas veces se requiere que el intervalo productor inferior fluya por el espacio anular y el superior por la tubería de educción única que desea instalarse (Figura 4-8). En este

caso se puede elegir una instalación que por debajo del obturador superior tenga una derivación a semejanza de una Y, que permite invertir la descarga del flujo.

Otras veces se puede optar por instalar dos tuberías de educción para que los fluidos de cada intervalo fluyan por una tubería sin tener que utilizar el espacio anular para uno u otro intervalo (Figura 4-9).

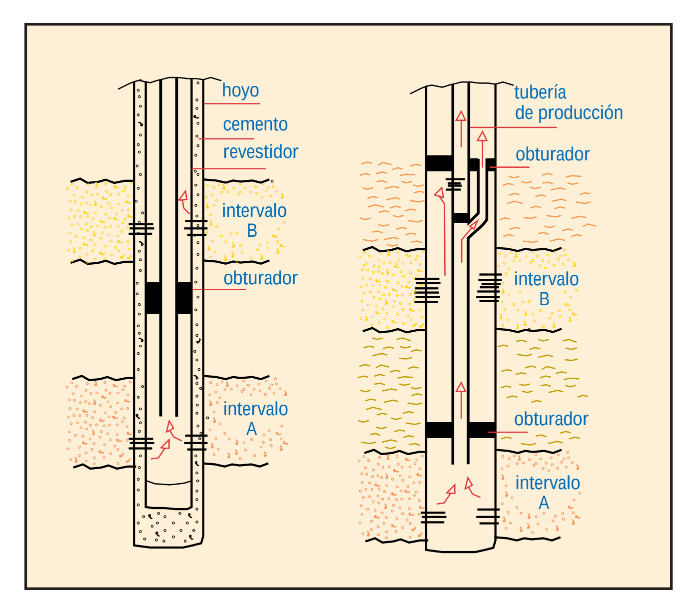


Fig. 4-7. Terminación vertical doble básica.

Fig. 4-8. Terminación vertical doble invertida.

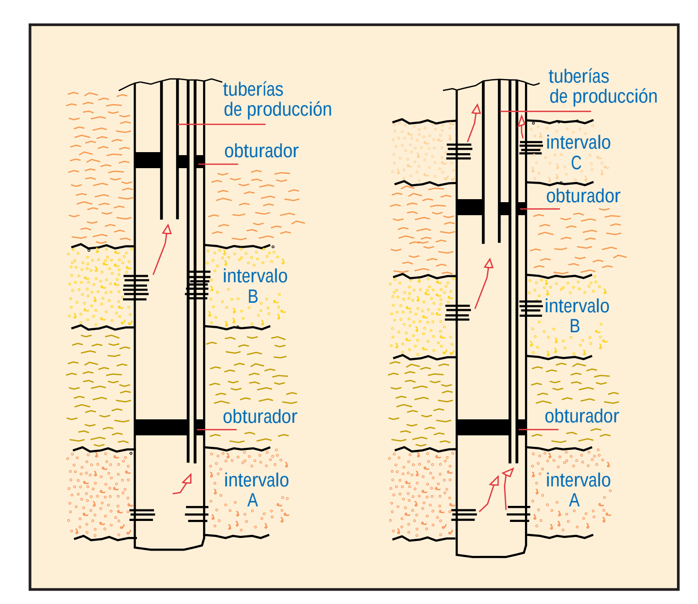


Fig. 4-9. Terminación vertical doble con dos tuberías.

Fig. 4-10. Terminación vertical triple.

Terminación vertical triple

Cuando se requiere la producción vertical independiente de tres estratos se opta por la terminación triple (Figura 4-10). La selección del ensamblaje de las tuberías de educción depende, naturalmente, de las condiciones de flujo natural de cada yacimiento. Generalmente puede decidirse por la inserción de dos sartas para dos estratos y el tercero se hará fluir por el espacio anular. Otra opción es la de meter tres sartas de educción (Figura 4-11).

Otras modalidades de terminación

Las terminaciones mencionadas anteriormente corresponden todas a las de pozo por flujo natural.

Para pozos que desde el mismo comienzo de su vida productiva no puedan fluir por flujo natural, se recurre entonces a la terminación por bombeo mecánico, bombeo hidráulico, levantamiento artificial por gas o bombeo mecánico asociado con inyección de vapor, según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir.

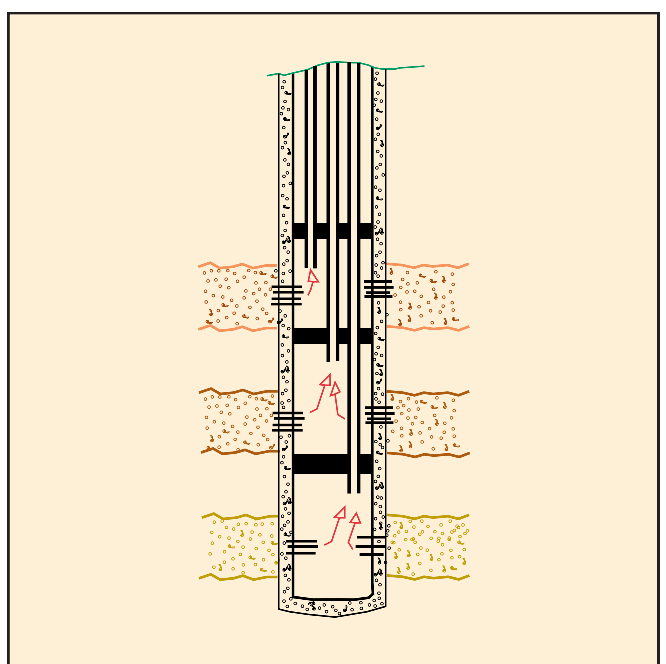


Fig. 4-11. Terminación vertical triple con tres tuberías.

Bombeo mecánico

El revestimiento y la manera de terminar el pozo puede ser muy parecida a la antes descrita para pozos de flujo natural, excepto que la gran diferencia estriba en cómo hacer llegar el petróleo desde el fondo del pozo a la superficie.

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie.

El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educción, a cierta profundidad del fondo del pozo (Figura 4-12).

La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educción. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie (Figura 4-13).

Como en el bombeo mecánico hay que balancear el ascenso y descenso de la sarta de varillas, el contrapeso puede ubicarse en la parte trasera del mismo balancín o en la manivela. Otra modalidad es el balanceo neumático, cuya construcción y funcionamiento de la recámara se asemeja a un amortiguador neumático; generalmente va ubicado en la parte delantera del balancín. Este tipo de balanceo se utiliza para bombeo profundo.

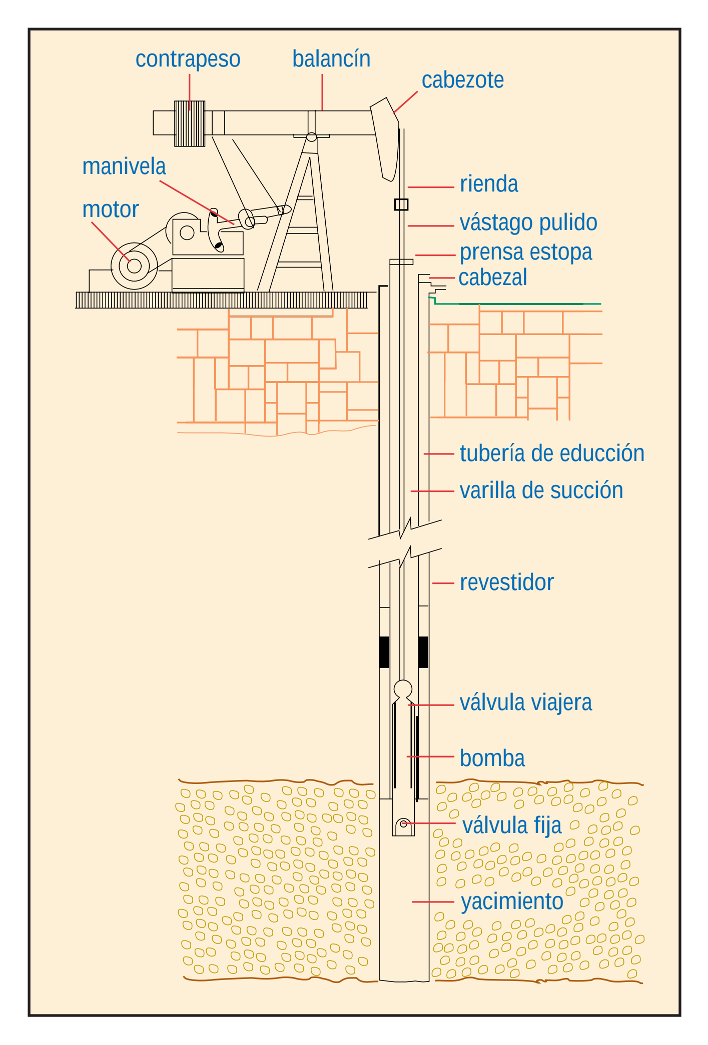


Fig. 4-12. Esquema del mecanismo y partes del bombeo mecánico tipo balancín.

Los diámetros de la bomba varían de 25,4 a 120 milímetros. El desplazamiento de fluido por cada diámetro de bomba depende del número de emboladas por minuto y de la longitud de la embolada, que puede ser de varios centímetros hasta 9 metros. Por tanto, el bombeo puede ser de fracciones de metro cúbico hasta unos 470 metros cúbicos/día.

Las bombas son del tipo llamado de tubería de educción, ya que el cilindro o pistón de la bomba va conectado a la tubería de educción y se mete en el pozo como parte integral de la sarta a la profundidad deseada de bombeo. El émbolo de la bomba, que lleva la válvula viajera, constituye la parte extrema inferior de la sarta de varillas de succión. La sarta

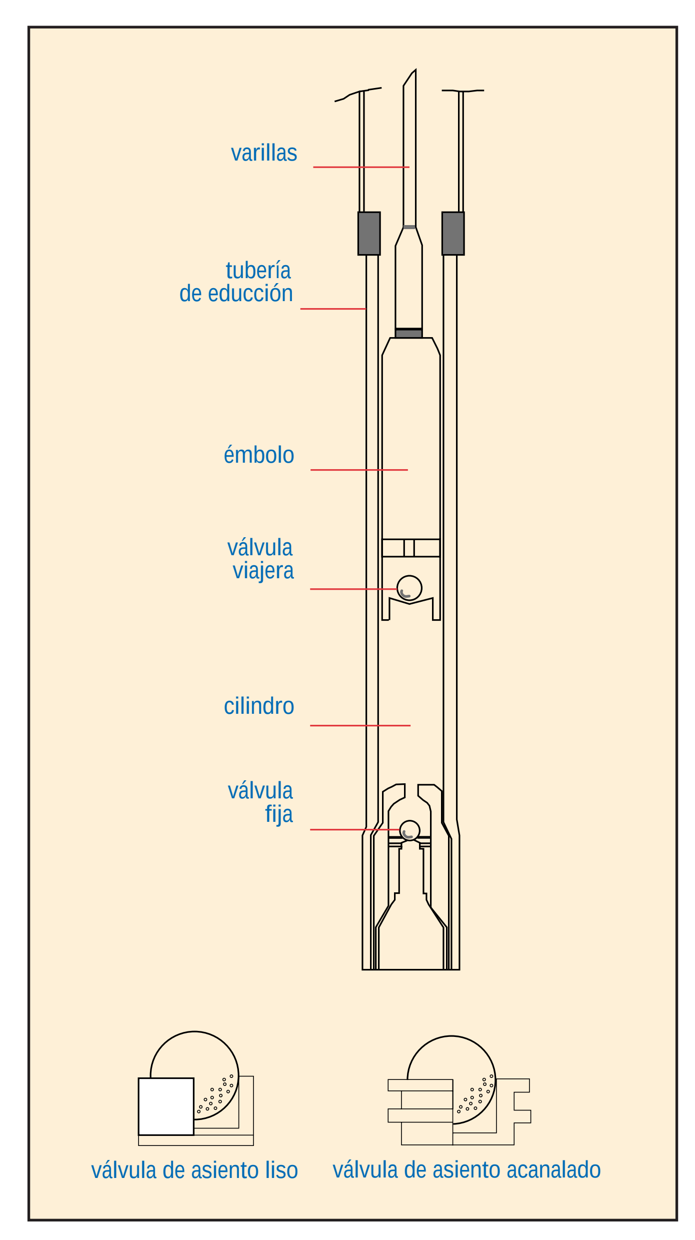


Fig. 4-13. Partes de una bomba de succión de pozos petrolíferos.

de varillas se mete en la tubería de educción hasta llegar a la válvula fija, ubicada en el fondo del cilindro. Luego se sube la sarta de varillas cierta distancia y por medio del vástago pulido, colgador y riendas se fija en el balancín, de manera que en la carrera descendente no golpee la válvula fija.

Otro tipo de bomba es la integral, en la cual todos sus elementos conforman una sola pieza, que utilizando la sarta de varillas se puede colocar o extraer, sin necesidad de sacar la sarta de educción, para cambiarle algunos de sus componentes o reemplazarla por otra del mismo diseño. Este tipo requiere que la sarta de educción sea provista de un niple adecuado o dispositivo similar para encajarla.

Como las válvulas fija y viajera deben ser resistentes a la corrosión y a la abrasión, sus esferas y asientos se fabrican de acero inoxidable, acero templado, metal monel, aleaciones de cobalto, acero tungsteno o bronce.

Las varillas de succión son hechas de varias aleaciones de metales. Están sujetas a un funcionamiento mecánico que le impone esfuerzos de estiramiento, encogimiento y vibración; fatiga, corrosión, erosión.

Cada varilla tiene en un extremo una espiga (macho) redonda, sólida y roscada, y más abajo del hombrillo, en forma cuadrada, una muesca para encajar la llave para el enrosque y desenrosque. En el otro extremo lleva la caja o conexión hembra, internamente roscada, con muesca exterior o con muesca por debajo de la caja, para otra llave que facilita el enrosque o desenrosque de la varillas una tras otra.

Las varillas se fabrican, generalmente, en diámetros de 15,9; 19; 22,2; 25,4 y 28,6 milímetros, con sus correspondientes dimensiones para la espiga, hombrillo, caja, muesca, etc. La longitud de las varillas es de 7,6 y 9,15 metros. El peso de las varillas, en kg/30 metros de longitud, va desde 32,7 a 167,3 kilogramos. Para cada diámetro de tubería de educción existe un diámetro adecuado de varillas, para mayor efectividad de funcionamiento.

Bombeo hidráulico

En este tipo de mecanismo de extracción del petróleo del fondo del pozo, se usa como medio impelente del petróleo un fluido que se bombea por la tubería de educción. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador o des-

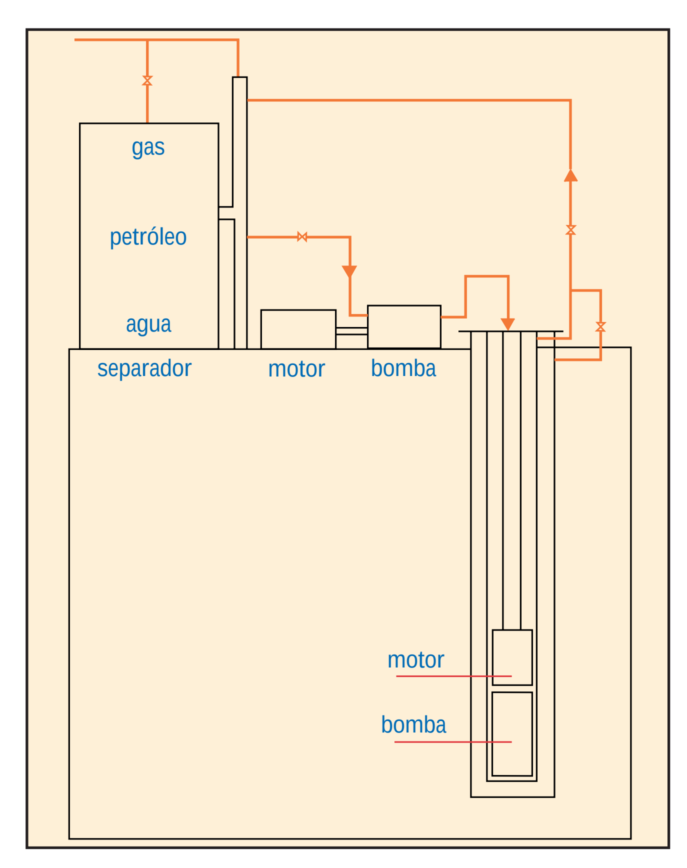


Fig. 4-14. Detalles básicos de una instalación de bombeo hidráulico para pozos petrolíferos.

gasificador y luego a un tanque de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y suficiente impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo (Figura 4-14).

Existe una variada selección de bombas de fondo y equipos afines de superficie para el diseño de bombeo hidráulico continuo o intermitente, de acuerdo con las características de flujo y requerimientos de los pozos.

Levantamiento artificial por gas

El levantamiento artificial por gas, de los tipo intermitente y continuo, se usa desde hace mucho tiempo. Mayor ventaja ofrece el tipo de inyección continua para hacer producir pozos que mantengan una razonable presión de fondo que sostenga un índice de productividad de líquidos no menor de 0,23 m^3/día/kg/cm^2 (1,45 brls/día).

La selección de uno u otro tipo depende de la presión de fondo, de la disponibilidad del volumen y presión de gas requeridos, como de las características y condiciones del yacimiento.

El diseño y la instalación del sistema dependen de la selección de los elementos que van en el pozo: tipo de válvulas; espaciamiento y profundidad de colocación de las válvulas en la sarta; características de las sartas de revestimiento final y de educción; tipo de terminación del pozo y previsiones para posterior desencaje, cambio e inserción de elementos de la sarta, utilizando herramientas manipuladas desde la superficie por medio de un cable o alambre.

En la superficie, se dispone todo lo concerniente al manejo del gas que debe utilizarse: características, recolección, presiones, tratamiento, medición, control de volúmenes, compresión, distribución e inyección para la

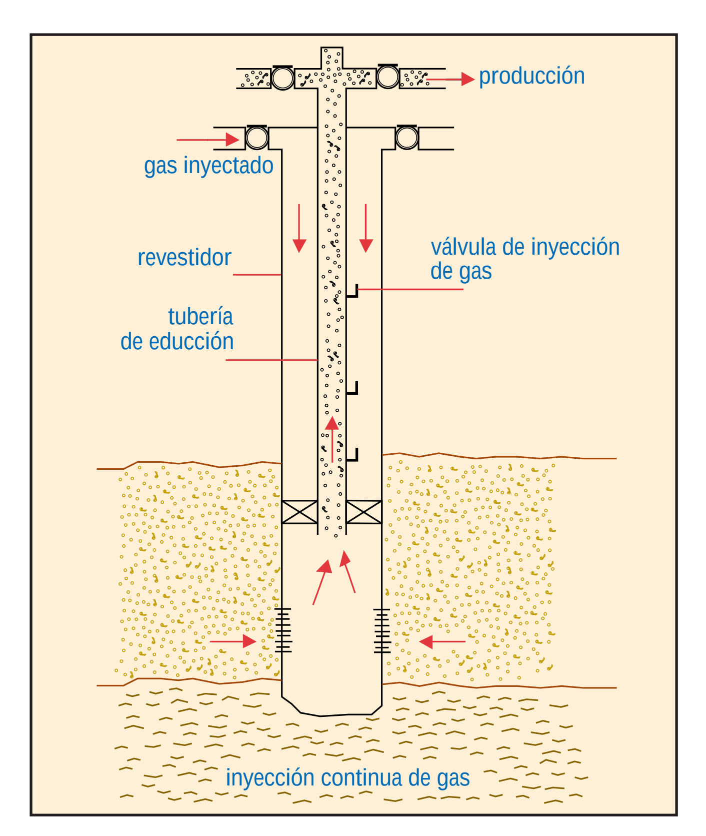


Fig. 4-15. Detalles básicos de una instalación de levantamiento artificial por gas.

red de pozos del sistema. De igual manera, existen también en la superficie las instalaciones requeridas para recibir la producción de los pozos: gas-petróleo-agua, y efectuar su separación, tratamiento, almacenamiento, distribución y despacho.

La sarta de educción

Al mencionar los diferentes tipos de terminación de pozos, aparece la utilización de una, dos y hasta tres sartas de educción, según el número de estratos que independientemente ameriten ser producidos. Tan importantes son las especificaciones y diseño de cada sarta de educción como las de las sartas de revestimiento. Pues, ambas por sí y en conjunto, además de representar una gran inversión para cada pozo, son el pozo mismo. Por tanto, la función eficaz y durabilidad de cada sarta son garantía de la seguridad y permanencia del pozo.

La manufactura y características de los tubos para sartas de producción se rigen por normas y propiedades físicas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo (API), que cubren los siguientes factores:

• Diámetro nominal.
• Diámetro externo.
• Peso nominal, con acoplamiento liso o recalcado.
• Espesor.
• Grado (H-40, J-55, C-75, N-80, P-105).
• Resistencia a la tensión, aplastamiento y estallido.
• Esfuerzo de torsión de enroscado.
• Inspección, transporte, mantenimiento y uso.

Para satisfacer la variedad de necesidades y condiciones en los pozos, los diámetros externos nominales disponibles son: 19,5; 25,40; 31,75; 38,10; 52,39; 60,32; 73,02; 88,90; 101,60 y 114,30 milímetros, que corresponden respectivamente a $^{3}/_{4}$, 1, $1^{1}/_{4}$, $1^{1}/_{2}$, $2^{1}/_{16}$, $2^{3}/_{8}$, $2^{7}/_{8}$, $3^{1}/_{2}$, 4 y $4^{1}/_{2}$ pulgadas. Generalmente, la longitud de cada tubo para el Rango 1 es de 6,1 a 7,42 metros (20 - 24 pies, inclusive) y para el Rango 2 de 8,54 a 9,76 metros (28 - 32 pies, inclusive). Para cada diámetro hay una serie de grados (H-40, J-55, etc.) y correspondientes espesores, según la resistencia a la tensión, aplastamiento y estallido, que se compaginan con el peso integral de cada tubo.

Todo es importante en cada tubo, pero al elegir la sarta hay una parte que requiere especial atención, como lo es el acoplamiento o enrosque de los extremos de los tubos entre sí para formar la sarta. Cada tubo tiene en un extremo (macho) un cordón de roscas externas y en el otro (hembra) una unión o niple, de mayor diámetro que el cuerpo del tubo, con su cordón interno de roscas.

Como el enroscamiento de los tubos debe formar un empalme hermético, las roscas juegan papel muy importante y por ello el número de roscas, generalmente de 3 a 4 por centímetro lineal, aproximadamente, tienen va-

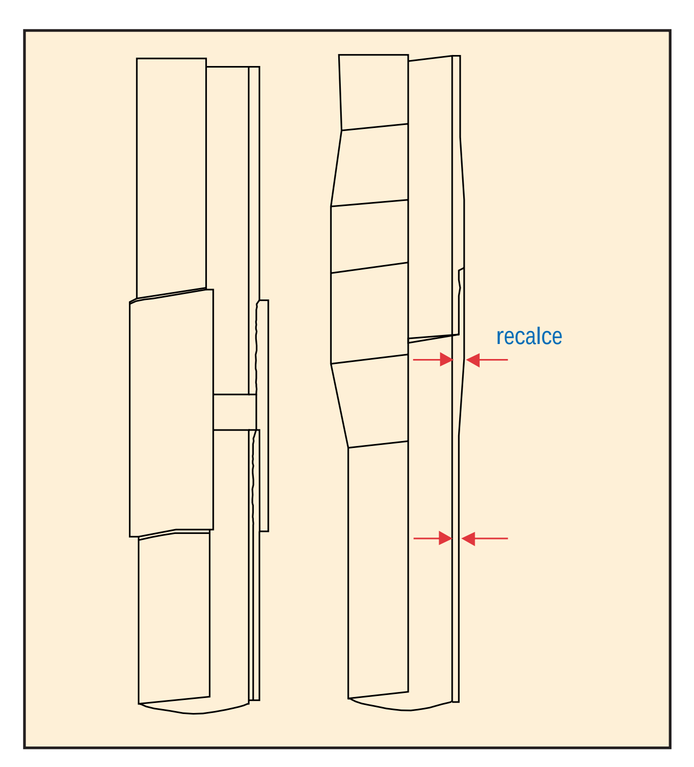


Fig. 4-16. Muestras de tubería de educción con empalme sin recalce y con recalce.

riadas configuraciones para que junto con el hombrillo donde se asienta el borde del macho en la hembra se produzca un sello de metal a prueba de fuga. Además, de la fortaleza del acoplamiento depende que la carga colgada que representa la sarta no se desprenda. De allí que la resistencia del acoplamiento sea esencialmente igual a la que posee la totalidad del tubo. Para darle a la unión la fortaleza requerida es porque el metal es más grueso en ese punto y el recalce se hace externamente. También se fabrican conexiones sin recalce (Figura 4-16).

Las tuberías para revestimiento de pozos, las tuberías de educción y las tuberías caladas se fabrican sin costura, de piezas integrales o soldadas eléctricamente, de acuerdo con normas y especificaciones que rigen el aspecto químico-metalúrgico de los aceros escogidos; como también el proceso térmico empleado en la confección de las tuberías; el control de calidad de fabricación, que incluye pruebas químicas y físicas de tensión, aplastamiento y estallido.

Aditamentos para la sarta de educción

Debido a los requerimientos y opciones de la terminación, el diseño de sarta de educción puede ser sencillo o complejo. Habida cuenta de la profundidad, presiones, estratos a producir y características de la producción, hay disponibles una variedad de aditamentos complementarios para la instalación y fijación de la sarta en el pozo y otros que, formando parte integral de la sarta, sirven para ciertas funciones y acciones mecánicas que de vez en cuando deban hacerse en el pozo por medio de la sarta.

En el primer caso, se tienen la válvula de charnela, que se enrosca en el extremo inferior de la sarta. La zapata guía, en caso de circulación o cementación, que también puede enroscarse en el extremo inferior. Centralizadores, que pueden ser ubicados a profundidades escogidas para centrar la sarta en el hoyo. Obturadores o empacaduras para hincar la sarta en diferentes sitios o para aislar zonas diferentes de producción, como en el caso de terminación con varias zonas. Niples o válvulas deslizables, que por medio del manipuleo con herramientas colgadas de un alambre o cable pueden abrirse o cerrarse desde la superficie para cortar o iniciar el flujo, inyectar fluidos, etc. Válvulas de seguridad para controlar el flujo del pozo en caso de averías en el cabezal. Estranguladores de fondo. Mandriles para el asiento de válvulas para levantamiento artificial por gas. O algunos otros dispositivos para medición permanente de temperatura, presión de fondo, medidores de corrosión, o tuberías de muy pequeño diámetro para circulación de diluente o anticorrosivos.

Terminación de pozos horizontales

Los tipos de terminación clásica del pozo vertical, descritos en páginas anteriores, representan la evolución de la tecnología petrolera desde los comienzos de la industria, 1859, hasta hoy. El éxito de la opción para terminar y producir económica y eficientemente el pozo depende de los conocimientos precisos que se tengan de la geología del subsuelo; de los detalles del programa general de perforación; de las evaluaciones petrofísicas y comerciales de los intervalos petrolíferos delineados y del plan de seguimiento del comportamiento de la producción de hidrocarburos con fines de lograr la más larga vida comercial posible de los yacimientos. En resumen, extraer el mayor volumen de hidrocarburos correspondiente al área de drenaje de cada pozo.

Precisamente, en la década de los setenta, en la industria surgió la idea del pozo horizontal para extraer el mayor volumen de los hidrocarburos **in situ** del área de drenaje de cada pozo y por ende de todo el yacimiento. (Ver Capítulo 3, “Perforación”, Apreciaciones sobre los parámetros del hoyo horizontal).

Los adelantos en las aplicaciones y tecnología de la terminación de pozos horizontales han sido espectaculares. Prácticamente, en todas las áreas petrolíferas del mundo se hace hoy un gran número de pozos horizontales. Sin embargo, como se verá, por razones operacionales, el pozo horizontal definitivamente no sustituye al pozo vertical. Cada cual tiene sus méritos, según los aspectos geológicos del yacimiento, las características de las formaciones y las propiedades de los hidrocarburos **in situ**.

De los estudios y experimentos de laboratorio, conjuntamente con experiencias derivadas de los trabajos de campo, se ha logrado en los últimos diez años un desarrollo rápido de herramientas y tecnología que incluyen:

- Cementación de la tubería de revestimiento y de producción en el hoyo horizontal, entre cuyos aspectos destacan: la longitud de la tubería, que a veces puede ser muy larga; centralización de la tubería; características del fluido de perforación y de la mezcla aguada de cemento; calibre y horizontalidad del hoyo, de manera de evitar escurrimiento del cemento y dejar ciertos tramos de la parte superior de la tubería sin recubrimiento y protección requeridas respecto a la parte alta del hoyo.
- Tomar secciones sísmicas utilizando equipo de superficie y el de fondo desplazándolo a lo largo del hoyo horizontal para hacer correlaciones lo más exactas posibles.
- Hacer perfiles del hoyo horizontal mediante las técnicas de “Medición Mientras se Perfora” (MMSP).
- Utilizar tubería devanada para hacer ciertos perfiles.
- Aplicaciones de fluidos de perforación y de terminación, apropiadamente dosificados para aumentar la capacidad y eficiencia de horadación de la barrena, disminución de la turbulencia del flujo del fluido, mantenimiento de sólidos en suspensión, y notable reducción de filtrado hacia la formación.
- Mantenimiento de la trayectoria del hoyo en la formación de pequeño espesor y de contacto crítico petróleo/agua, donde la columna petrolífera es muy corta.
- Fracturamiento y empaque con grava.
- Terminación en hoyo desnudo o con tubería calada. Utilización de obturadores inflables. Aislamiento y taponamiento de tramos indeseables por flujo de gas o agua.
- Mediante modelos y ejercicios de simulacro con las características y datos de los yacimientos determinar y comparar el comportamiento de pozos verticales y horizontales para decidir lo apropiado.
- Realizaciones de pruebas especiales de producción de pozos para verificar volumen de petróleo, relación gas/petróleo/agua, comportamiento de la presión del pozo, índices de productividad y otros factores.

Tubería continua o devanada de educción

En la década de los sesenta se hicieron intentos por establecer en la industria petrolera el uso de la tubería continua de educción o tubería devanada, especialmente en tareas de servicio y mantenimiento de pozos que necesiten una tubería de pequeño diámetro. Los esfuerzos de entonces no echaron raíces.

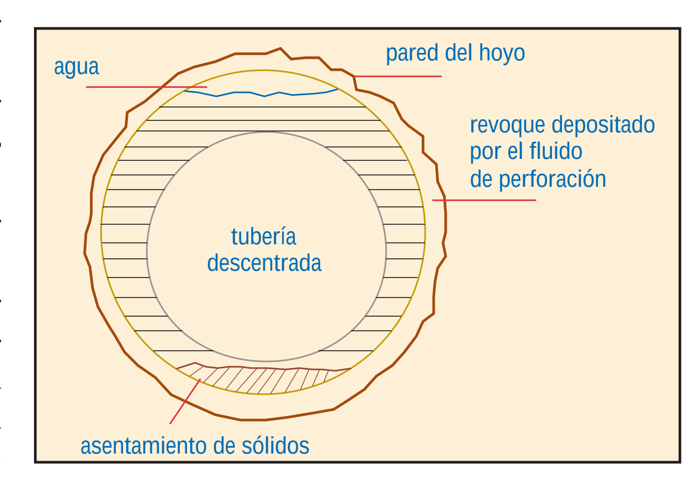


Fig. 4-17. Cementaciones defectuosas afectan la integridad de la terminación del pozo horizontal.

La utilización de tubería continua (o sea la tubería que a semejanza de un cable se devana en un carrete) nació de las necesidades de suministros rápidos y de flujos constantes de combustibles para los ejércitos aliados durante la invasión de Normandía, Francia, en junio de 1944, Segunda Guerra Mundial. El servicio logrado con estos poliductos, de 76,2 milímetros de diámetro interno (3 pulgadas), fue extraordinario. Desde la costa inglesa, 23 tuberías cruzaron el canal de la Mancha para llegar a cada playa de desembarque dominada por las tropas invasoras de la costa francesa. Individualmente, 17 tuberías alcanzaron 48 kilómetros de longitud y otras seis se extendieron 112 kilómetros tierra adentro.

De 1976 en adelante se avanzó en la técnica de fabricación de tubería devanada y ya para 1980 se había logrado establecer las categorías técnicas deseadas.

A partir de noviembre de 1991 hasta junio de 1993, Alexander Sas-Jaworsky II et al. escribieron para la revista World Oil una serie de 16 artículos sobre “Tubería devanada... operaciones y servicios”, que detalladamente cubren los logros y aspectos siguientes:

- Seguridad en el trabajo con tubería devanada.
- Diámetro del tubo, resistencia y comportamiento (pandeo y dobladuras residuales).
- Capacidad de la tubería devanada en operaciones y servicios.
- Lavado de arena y limpieza de pozos, descarga de sólidos a chorro.
- Empleo de la tubería devanada hoyo abajo en trabajos con alambre fino y registros de pozos.
- Estimulaciones de pozos, inyección de ácido y lavado a través de las perforaciones a bala.
- Consolidación de arena deleznable.
- Cementación.
- Ensanchamiento del hoyo.
- Rescate de piezas y fresado a través de la tubería de educción.
- Perforación con tubería devanada.
- Tubería devanada utilizada como sifón y tubería de producción.
- Uso futuro de la tubería devanada.

Por las aplicaciones actuales de la tubería devanada se pueden apreciar los adelantos que han enriquecido y ampliado la tecnología de reacondicionamiento de pozos, tarea a la que han contribuido empresas petroleras, empresas de servicio y fabricantes de material tubular, de herramientas y de equipos requeridos para las diferentes etapas de las operaciones de campo.

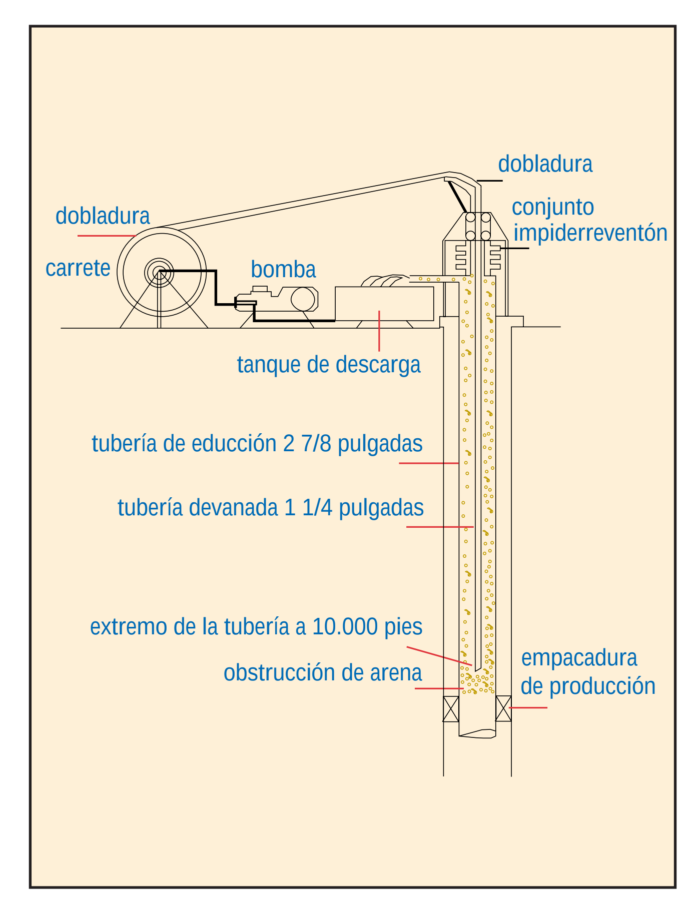


Fig. 4-18. El caso típico de un acondicionamiento de pozo con tubería devanada puede ser el de lavar y sacar la arena que obstruye la tubería de producción a una profundidad de 10.000 pies. Fuente: Alexander Sas-Jaworsky II, World Oil, marzo 1992, p. 71.

Tabla 4-1. Propiedades físicas y químicas del acero de alta resistencia y baja aleación para fabricar tubería devanada

Descripción de la aleación de acero:	
A-606, Tipo 4, modificada	
Propiedades físicas:	
Resistencia cedente mínima:	70.000 lppc ($4.932\ kg/cm^2$)
Resistencia tensora mínima:	80.000 lpcc ($5.636\ kg/cm^2$)
Elongación mínima:	30 %
Dureza máxima:	22 C Rockwell
Composición química:	
Carbono, rango	0,10 - 0,15
Manganeso, rango	0,60 - 0,90
Fósforo, máximo	0,030
Azufre, máximo	0,005
Silicio, rango	0,30 - 0,50
Cromio, rango	0,55 - 0,70
Cobre, rango	0,20 - 0,40
Níquel, máximo	0,25

Las propiedades y características de la tubería devanada responden a determinadas especificaciones técnicas incluidas en la serie de publicaciones antes mencionadas. Las Tablas 4-1, 4-2 y 4-3 resumen lo esencial de los parámetros correspondientes a fabricación.

Los procedimientos de fabricación de tubería devanada son básicamente los mismos que se emplean cuando para este tipo de tubería se utiliza el acero convencional al carbono pero después la tubería se somete a calibración del diámetro y al proceso de templado rápido. Las propiedades mecánicas de la tubería se ajustan a las especificaciones promulgadas por el API en su Boletín 5C3, “Fórmulas y Cálculos para Tuberías de Revestimiento, de Educción, de Perforación y de Ductos”.

Por las características de fabricación y por sus propiedades mecánicas, la tubería devanada de hoy puede utilizarse como tubería de educción permanente en el pozo, bajo ciertas condiciones de la modalidad de flujo del yacimiento y otros aspectos de funcionamiento de la sarta hoyo abajo. Hay tuberías hasta de 3,5 pulgadas de diámetro normal (88,9 mm). Como la sarta no tiene conexiones,

Tabla 4-2. Propiedades mecánicas de la tubería devanada de titanio

Tipo	Resistencia mínima	Tensión mínima	Elongación mínima
Grado 2	40.000 lppc ($2.818\ kg/cm^2$)	50.000 lppc ($3.515\ kg/cm^2$)	20 %
Grado 12	70.000 lppc ($4.932\ kg/cm^2$)	80.000 lppc ($5.636\ kg/cm^2$)	18 %
Beta-C	140.000 lppc ($9.864\ kg/cm^2$)	150.000 lppc ($10.568\ kg/cm^2$)	12 %

Tabla 4-3. Dimensiones, especificaciones sobre presión e información general comercial disponible acerca de tubería devanada

1	2	3	4	5	6	7
0,875	0,087	0,701	0,737	14,455	10,624	13,280
1,00	0,067	0,866	0,688	12,982	7,056	8,820
1,00	0,075	0,850	0,741	14,505	7,952	9,940
1,00	0,087	0,826	0,848	16,738	9,296	11,620
1,00	0,095	0,810	0,918	18,191	10,192	12,740
1,00	0,102	0,796	0,978	19,262	10,864	13,580
1,00	0,109	0,782	1,037	20,492	11,648	14,560
1,25	0,075	1,100	0,941	18,409	6,362	7,952
1,25	0,087	1,076	1,081	21,301	7,437	9,296
1,25	0,095	1,060	1,172	23,194	8,154	10,192
1,25	0,102	1,046	1,250	24,595	8,691	10,864
1,25	0,109	1,032	1,328	26,210	9,318	11,648
1,25	0,125	1,000	1,506	29,375	10,573	13,216
1,25	0,134	0,982	1,597	31,583	11,469	14,336
1,25	0,156	0,938	1,840	35,867	13,261	16,576
1,50	0,095	1,310	1,425	28,197	6,795	8,493
1,50	0,102	1,296	1,522	29,928	7,243	9,053
1,50	0,109	1,282	1,619	31,928	7,765	9,707
1,50	0,125	1,250	1,836	35,862	8,885	11,107
1,50	0,134	1,232	1,955	38,620	9,557	11,947
1,50	0,156	1,188	2,245	44,004	11,051	13,813
1,75	0,109	1,532	1,910	37,645	6,656	8,320
1,75	0,125	1,500	2,190	42,350	7,552	9,440
1,75	0,134	1,482	2,313	45,657	8,192	10,240
1,75	0,156	1,438	2,660	52,140	9,472	11,840
2,00	0,109	1,782	2,201	43,363	5,824	7,280
2,00	0,125	1,750	2,503	48,837	6,608	8,260
2,00	0,134	1,732	2,671	52,694	7,168	8,960
2,00	0,156	1,688	3,072	60,277	8,288	10,360
2,375	0,125	2,125	3,010	58,568	5,565	6,956
2,375	0,134	2,107	3,207	63,250	6,036	7,545
2,375	0,156	2,063	3,710	72,482	6,979	8,720

Columnas:

(1) Diámetro nominal, pulgadas.
(2) Espesor de la tubería, pulgadas.
(3) Diámetro interno, pulgadas.
(4) Peso nominal, libras/pie.
(5) Capacidad de carga. Punto cedente, libras.
(6) Resistencia a la presión, lppc probada.
(7) Presión de estallido, lppc.

Observaciones: El punto cedente mínimo (5) está calculado sobre el espesor mínimo. El valor de la prueba de resistencia (6) representa 80 % de la resistencia interna a la presión. La presión máxima de trabajo está en función de la condición de la tubería, la cual determinará el usuario. Toda la información se refiere a tubería nueva en condiciones mínimas de resistencia.

es toda hermética y no hay fugas. Sin embargo, el procedimiento mecánico de meter y sacar tubería devanada del hoyo conlleva que se hagan seis pasos que implican doblar y desdoblar la tubería en la distancia entre el carrete y el cabezal del pozo, tres a la metida y tres a la sacada. El arco de dobladura depende del diámetro del eje del carrete y del radio de la guía sobre el cabezal.

Ejemplos de otras muy variadas aplicaciones de tubería devanada en trabajos de campo se han efectuado en regiones petrolíferas del mundo y con marcado énfasis en los Estados Unidos (Alaska, Texas y la costa esta-

dounidense del golfo de México), Canadá, Noruega y otras áreas del mar del Norte.

De los avances tecnológicos logrados hasta hoy en la manufactura y aplicaciones de la tubería devanada en actividades de perforación y producción, se aprecia que mayores contribuciones se obtendrán en el futuro en la medida en que se generalice el uso de este tipo de tubería.

Terminación de pozos costafuera

La terminación de pozos verticales, desviados y horizontales costafuera, en lo que se refiere a las sartas de educción y sus aditamentos, no difiere mucho de las terminaciones en tierra. Sin embargo, la profundidad de las aguas influye mucho en varios aspectos de la terminación.

Generalmente, en aguas muy llanas o llanas, el cabezal del pozo queda montado sobre una plataforma. Del fondo a la superficie del agua y de allí al piso de la plataforma, cuando las distancias no son muy largas no hay mucho inconveniente en que las tuberías de superficie, revestidoras y de educción lleguen a la plataforma. En ocasiones, desde una gran plataforma se perforan direccionalmente un cierto número de pozos. La plataforma tiene suficiente área propia o área auxiliar adyacente para acomodar separadores, tanques de prueba, de transferencia o de tratamiento, bombas y todo cuanto sea necesario para manejar fluidos producidos en el sitio. Cuando las distancias de la costa son muy largas, las plataformas están provistas de instalaciones y comodidades para el alojamiento y permanencia del personal de trabajo.

A medida que la profundidad de las aguas ha ido aumentando, porque las operaciones se realizan cada vez más lejos de la costa, se ha evolucionado en la concepción de diseños de cabezales y sus componentes. Por ejemplo, el cabezal puede permanecer en el



Fig. 4-19. Tipo de plataforma para pozo costafuera.

fondo del mar. Si la instalación está en contacto directo con el agua se llama “cabezal submarino húmedo”, pero si está aislado del agua por medio de una cámara u otro dispositivo, se le llama “cabezal submarino seco”.

Los tipos de terminaciones submarinas y los avances tecnológicos logrados son fruto de adelantos en la electrónica, el radar, la telemetría, la televisión, la soldadura acuática, la electrohidráulica, la metalurgia, los aditamentos y sellos, las válvulas y sensores, la telekinesia, el buceo, la cibernética, la computación, y muchas otras ciencias y tecnologías afines.

De tal manera que hoy se puede perforar en profundidad de aguas a más de 1.325 metros. En el fondo del agua y sobre el lecho acuático se dispone la base del cabezal, que primero servirá para la perforación y luego para la producción. Del barco al fondo acuático se hace contacto por medio de una conexión especial -subiente- que facilita el

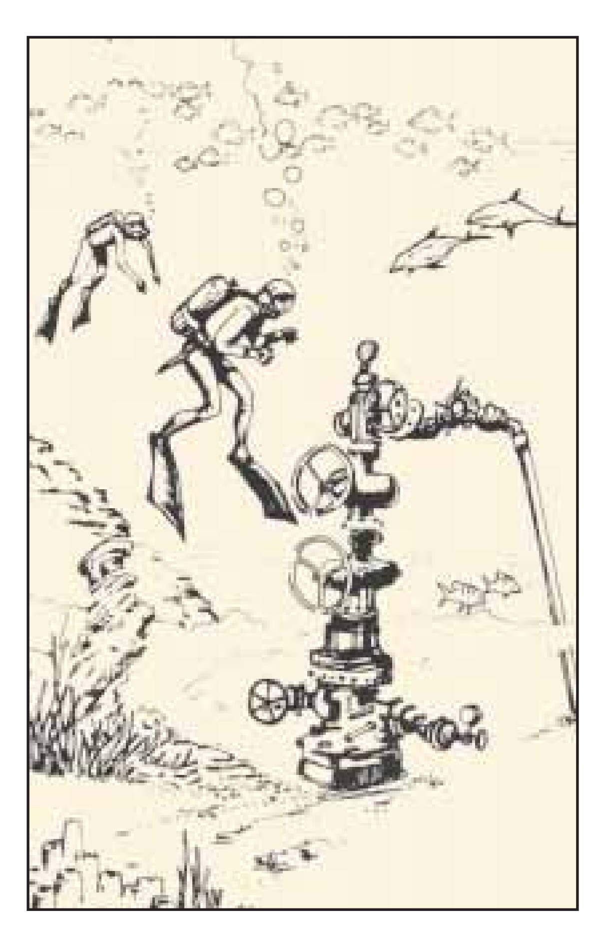


Fig. 4-20. Cabezal de pozo, costafuera, en el lecho acuático.

control y manejo de las herramientas de perforación. Después, el subiente servirá para producir el pozo a la superficie, si no es que su producción es manejada por estaciones submarinas de recolección.

Las experiencias que durante muchos años de operaciones costafuera en aguas llanas ha cosechado la industria en Venezuela, en el golfo de México, en el mar Caspio y otros sitios, han servido de base y referencias para operaciones a mayores profundidades de agua como en el mar del Norte, las costas de California, Alaska, el mismo golfo de México y otras zonas marinas alrededor del mundo. De igual manera, las nuevas experiencias e innovaciones aplicadas en estas zonas mar adentro a veces se emplean ventajosamente, sin o con modificaciones, en las operaciones en tierra o en zonas de aguas menos profundas.

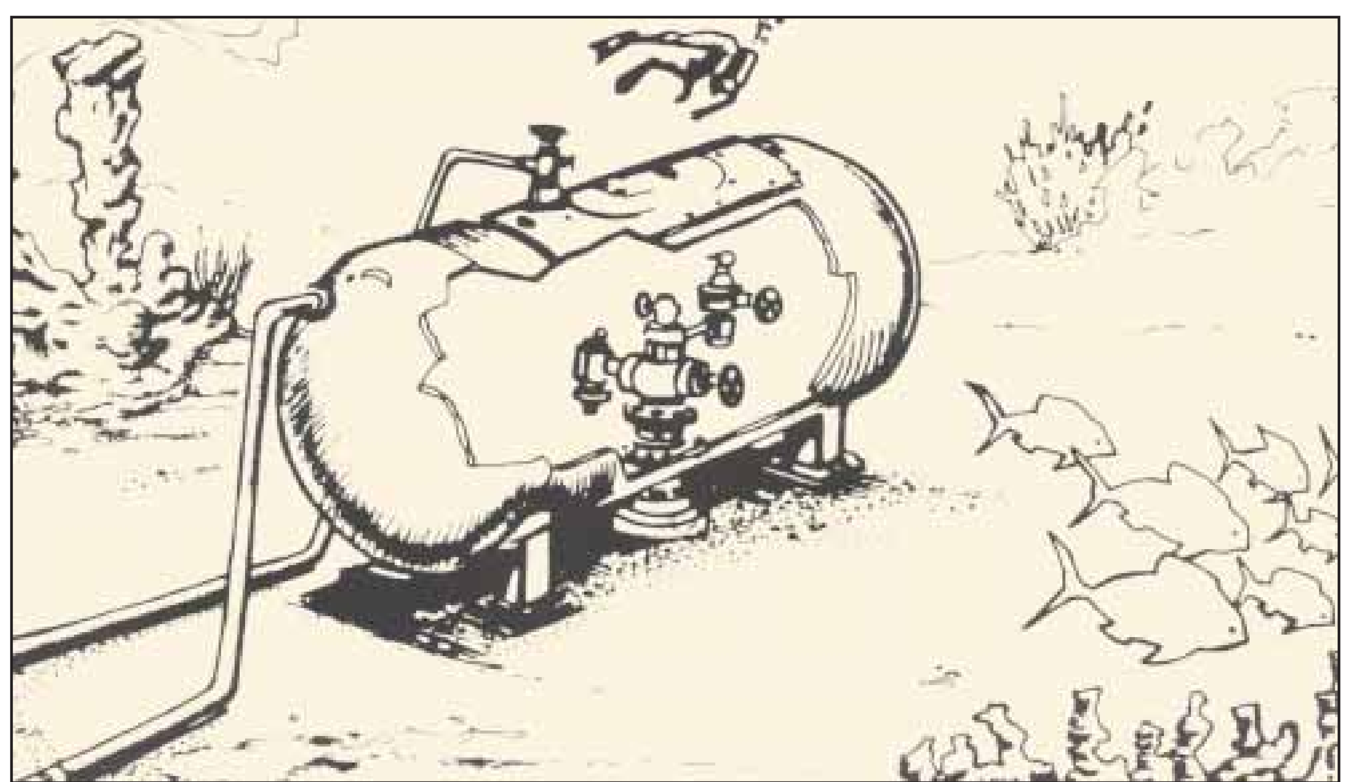


Fig. 4-21. Apreciación artística de un pozo en el fondo acuático, protegido por una cámara que lo aísla del agua.

II. Características de los Yacimientos

Para que los hidrocarburos permanezcan contenidos en el yacimiento, las capas o estratos suprayacentes y subyacentes que lo cobijan deben ser impermeables. De igual manera, los lados tienen que impedir la fuga de los líquidos.

Ciertas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad de la roca, que como ya se ha visto indica el porcentaje de capacidad de almacenamiento del volumen total de la roca; el volumen total del yacimiento que se estima tomando en consideración su espesor promedio y extensión; la presencia de hidrocarburos en sitio, dada por el porcentaje de saturación, o sea el porcentaje del volumen que forman los poros y que está ocupado por los hidrocarburos. Estos factores básicos sirven para estimar el aspecto volumétrico del yacimiento. Para complementar la apreciación volumétrica en sitio, es muy importante determinar y aplicar el factor de extracción, que representa el porcentaje estimado de petróleo que podrá producirse durante la etapa primaria de producción del yacimiento. Tanto este factor como, por ende, la etapa primaria de producción, están íntimamente ligados al aspecto económico del desarrollo inicial y la vida productiva subsiguiente del yacimiento.

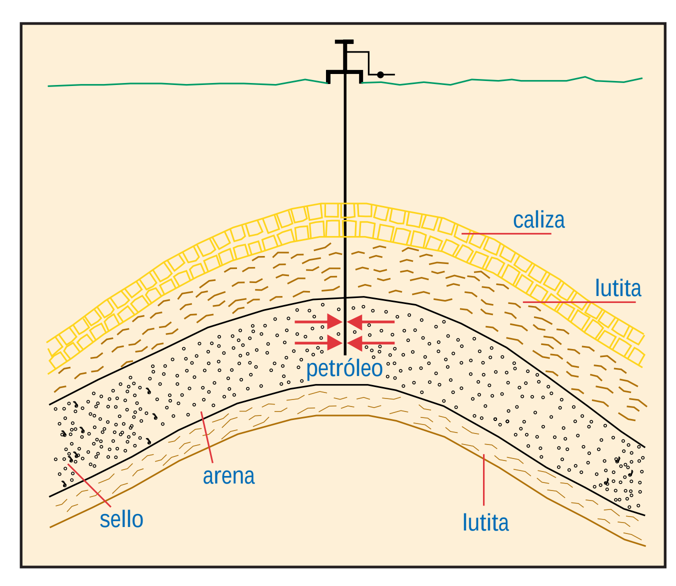


Fig. 4-22. Corte de un domo petrolífero para demostrar las características y partes esenciales del yacimiento.

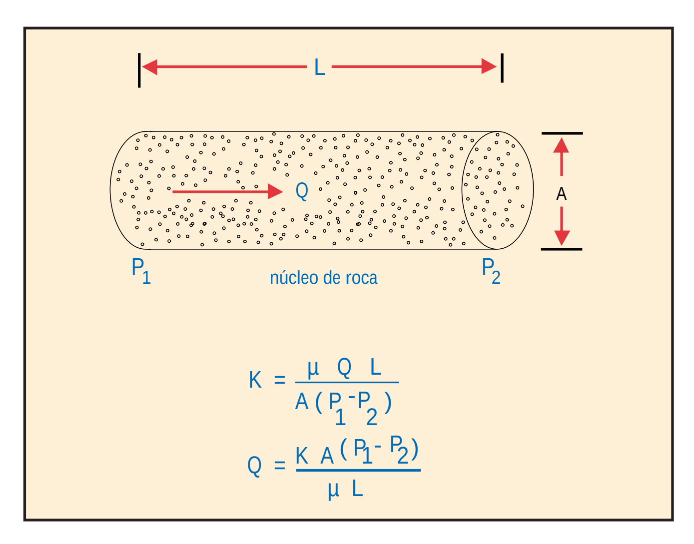


Fig. 4-23. Esquema de un especimen de roca y dimensiones, utilizado en el laboratorio para medirle la permeabilidad.

Desafortunadamente, es imposible extraer todo el petróleo en sitio del yacimiento. Sin embargo, no se escatiman esfuerzos por estudiar, investigar y aplicar métodos que conduzcan al mayor porcentaje acumulado de extracción durante la primera y segunda etapas de vida productiva del yacimiento y, quizás, si fuese posible, hasta una tercera y cuarta etapas.

Otro factor muy importante que complementa los antes señalados es la permeabilidad de la roca, que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso, no obstante que no existe una determinada relación de proporcionalidad entre porosidad y permeabilidad. La permeabilidad se mide en darcys, en honor al ingeniero hidráulico francés Henri Darcy, quien formuló la ley que lleva su nombre, que reza: "la velocidad del flujo de un líquido a través de un medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo". En la industria petrolera, las normas API para determinar la permeabili-

dad (K) de las rocas definen permeabilidad como "el régimen de flujo en mililitros por segundo de un fluido de 1 centipoise de viscosidad que pase a través de una sección de 1 cm^2 de roca, bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760 mm Hg) por centímetro cuadrado, y en condiciones de flujo viscoso". En la industria se emplea el milidarcy, equivalente a 0,001 darcy. Las rocas pueden tener permeabilidades que van desde 0,5 hasta 3.400 milidarcys.

Los estratos tienen permeabilidad horizontal y vertical. Ambas son muy importantes para el desplazamiento de fluidos en los estratos. La permeabilidad depende de factores como la deposición, la sedimentación, la compactación y la homogeneidad o heterogeneidad de los sedimentos. Podrá visualizarse que intercalar estratos permeables e impermeables en determinado intervalo petrolífero afectará su contenido o espesor neto de arena y tendrá influencia en las características y comportamiento del flujo desde el yacimiento hacia el pozo.

Es importante apreciar que no existe ninguna correlación matemática entre porosidad y permeabilidad. Una y otra se obtienen mediante análisis de especímenes de roca en el laboratorio o mediante la interpretación de registros específicos directos hechos a la columna geológica del pozo y el cálculo de los valores obtenidos. En todo caso, en la práctica, el valor utilizado es un promedio estadístico ponderado representativo de la roca estudiada.

Son muy importantes también la viscosidad (μ) del petróleo y la presión, que como podrá apreciarse en la ecuación entran en el cálculo de flujo. En el laboratorio, la determinación de permeabilidades vertical y horizontal se hace utilizando especímenes de núcleos, debidamente cortados y limpiados, que se introducen en un tipo de permeámetro seleccionado. Datos de perfiles y pruebas directas de presión de fondo y de producción pueden ser utilizadas para obtener valores de permeabilidad. Como podrá apreciarse, la magnitud universal de la permeabilidad de un estrato o formación debe obtenerse de un muestreo estadístico de laboratorio y de campo para lograr la mayor aproximación real posible.

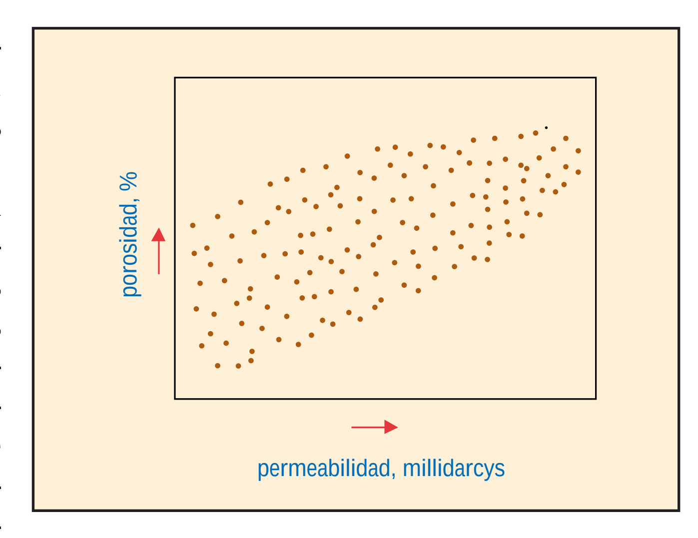


Fig. 4-24. Dispersión de valores de porosidad y permeabilidad.

Presión del yacimiento

Es muy importante la presión del yacimiento porque es ésta la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos.

En la práctica, el gradiente normal de presión ejercido por una columna de agua normal es de 0,1 kilogramo por centímetro cuadrado por metro de profundidad ($kg/cm^2/mp$). Generalmente, el gradiente de presión de las formaciones está entre 0,1 y 0,16 $kg/cm^2/mp$. Cualquier valor por debajo de 0,1 es subnormal y por encima de 0,16 tiende a ser alto y por tanto anormal. A veces se han encontrado gradientes tan altos que registran 0,234 $kg/cm^2/mp$.

A medida que el pozo produce hay decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento. Se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo y el yacimiento que lo contiene y de fuerzas concomitantes como la sobrecarga que representan las formaciones suprayacentes y/o agua dinámica subyacente que puede ser factor importante en la expulsión del petróleo hacia los pozos. De igual manera, el gas en solución en el petróleo o casquete de gas que lo acompañe representa una fuerza esencial para el flujo del petróleo a través del medio poroso.

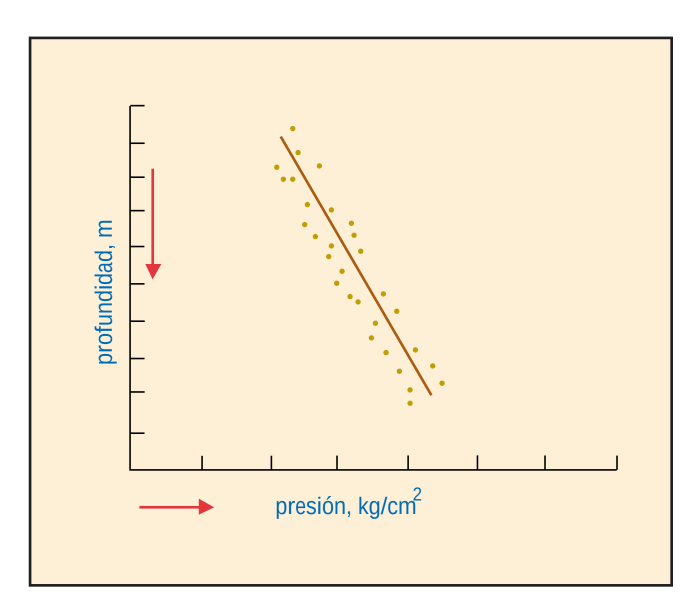


Fig. 4-25. Relación profundidad-presión en varios pozos de un área determinada.

Temperatura del yacimiento

En la práctica se toman medidas de temperatura en los pozos para tener idea del gradiente de temperatura, que generalmente se expresa en 1 °C por cierto intervalo constante de profundidad. El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos.

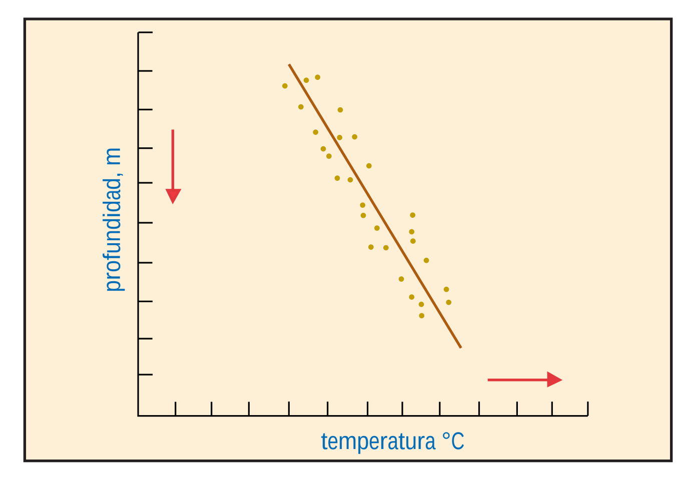


Fig. 4-26. Correlación de valores de profundidad y temperatura en varios pozos.

La temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor la temperatura. Si el gradiente de presión es de 1 °C por cada 30 metros de profundidad, se tendrá para un caso hipotético de un estrato a 1.500 metros, una temperatura de 50 °C mayor que la ambiental y si la temperatura ambiental es de 28 °C, la temperatura del estrato será 78 °C, y a 3.000 metros sería 128 °C.

Viscosidad de los crudos

La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez. Los crudos extrapesados son más viscosos que los pesados. Los pesados más viscosos que los media-



Fig. 4-27. Descarga de crudo pesado de un pozo durante operaciones de terminación y pruebas. Se aprecia una fluidez bastante lenta.

nos. Los medianos más viscosos que los livianos. Los livianos y condensados son los más fluidos. Otro índice de apreciación de la fluidez de los crudos es la gravedad °API, que mientras más alta sea indica más fluidez.

La viscosidad de los crudos se mide en poise o centipoise, en honor al médico e investigador Jean Louis Poiseuille. En términos físicos, la viscosidad absoluta se expresa en dina-segundo por centímetro cuadrado. O de otra manera, se expresa que la viscosidad absoluta de un fluido es la fuerza tangencial en dinas necesarias para mover una unidad de área de un plano a unidad de velocidad, con relación a otro plano fijo y a una unidad de distancia entre los planos, mientras que el fluido en cuestión está en contacto con los dos planos (Figura 4-28).

Como buen índice de comparación sirve el agua, cuya viscosidad a 20 °C es 1 centipoise, o 0,01 poise. La viscosidad también se puede obtener utilizando viscosímetros como el Saybolt Universal, el Engler o el Redwood. Por medio de fórmulas apropiadas en las que entran la viscosidad en poise, el tiempo de flujo, la densidad y la temperatura de la prueba se pueden hacer las conversiones requeridas.

La viscosidad es factor importante que aparece en todas las fórmulas para calcular el flujo de petróleo y gas en el yacimiento y por tuberías. También es importante para el cálculo del flujo de cualquier otro líquido. La viscosidad de los crudos está sujeta a cambios de temperatura, así que un crudo viscoso se torna más fluido si se mantiene a una temperatura más alta que la ambiental. Esta disminución de la viscosidad hace que la fricción sea menor y, por ende, facilita el flujo y hace que la presión requerida para el bombeo por tubería sea menor.

Por ejemplo, un crudo venezolano muy viscoso como el de Boscán (10 °API) tiene una Viscosidad Universal Saybolt (SUS) de 90.000 a 38 °C. El crudo liviano del campo de Santa Rosa (45 °API) tiene una viscosidad de 34 SUS a la misma temperatura y ambos a presión atmosférica. Relacionando las dos viscosidades, se podría decir que Boscán es 2.647 veces más viscoso que Santa Rosa o que éste es 2.647 veces más fluido que Boscán a esta temperatura.

Cada crudo en situación estática en el yacimiento tiene determinada viscosidad, característica de la presión y temperatura. Todo crudo en el yacimiento contiene cierta can-

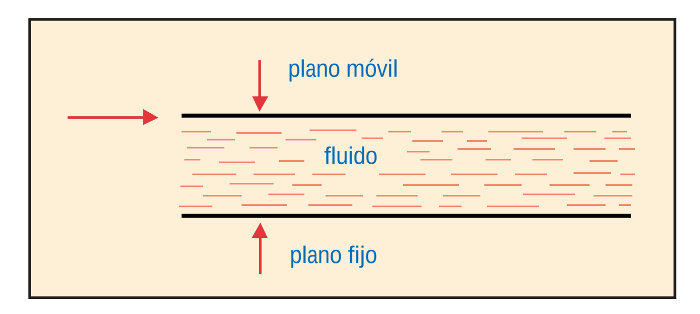


Fig. 4-28. El desplazamiento del plano móvil sobre el fluido da idea de la viscosidad de éste.

tidad de gas, que empieza a liberarse al producir el petróleo por medio de los pozos. El petróleo fluye porque el yacimiento tiene suficiente presión para hacerlo fluir a la superficie y la liberación de gas debido a la diferencia de presión estática y presión de flujo hace que la viscosidad del petróleo tienda a aumentar a medida que asciende a la superficie. De igual manera, como la temperatura del crudo en el yacimiento es mucho mayor que la temperatura en la superficie, a medida que el crudo fluye hacia la superficie tiende a enfriarse y aumenta su viscosidad. Por tanto, la viscosidad que tiene el crudo en el tanque de almacenamiento es varias veces mayor que la que tenía en el yacimiento.

Hay que tomar en cuenta que si a un líquido se le aplica presión para comprimirlo entonces su viscosidad aumentará.

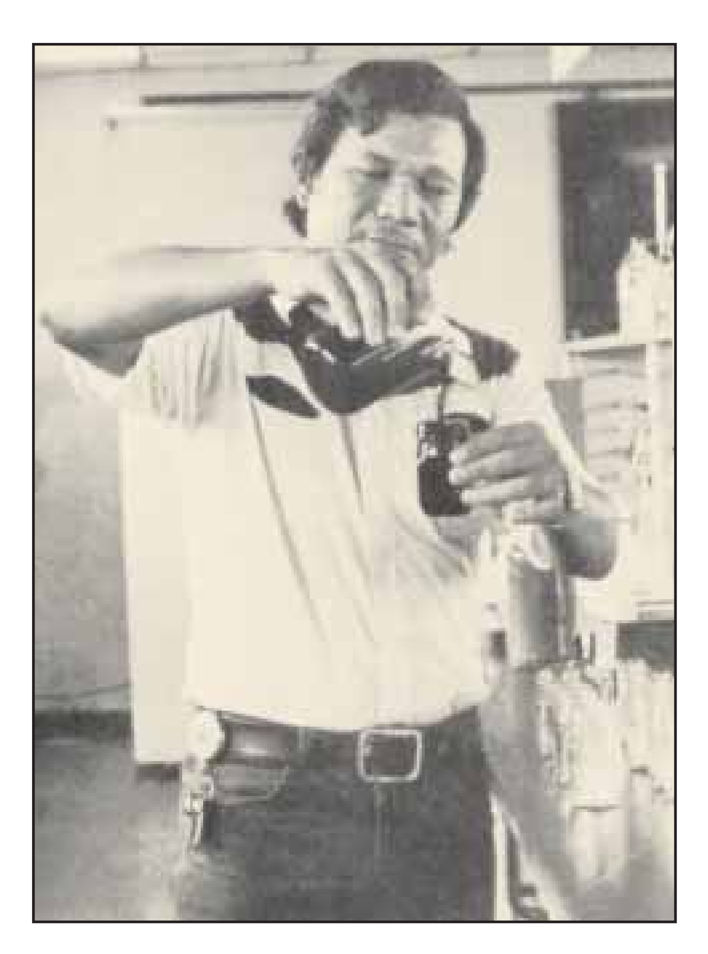


Fig. 4-29. En el laboratorio se someten los crudos a diversos análisis para determinar sus características.

Mecanismos naturales de producción del yacimiento

El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica se ha constatado que este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo; de un volumen de gas disuelto en el petróleo; de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad.

Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos es preponderante en empujar el petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma coadyutoria.

Es muy importante detectar lo más anticipadamente posible el mecanismo natural de empuje o expulsión del petróleo. Esta temprana apreciación servirá para obtener el mayor provecho del futuro comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular; también ayudará para estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o de agua, o gas/agua u otros elementos. Para detectar el mecanismo de producción prevaleciente, se acude al procesamiento e interpretación de una extensa serie de información obtenida durante la perforación de los pozos e información recabada durante el comienzo y toda la etapa de producción primaria. Cuando falta alguna información complementaria, ésta se puede suplir utilizando correlaciones de error y tanteo, pruebas simuladas de laboratorio, estadísticas regionales y el recurso de la experiencia práctica y profesional de quienes adquieren, procesan e interpretan la información.

La aplicación de conceptos, técnicas, modelos, fórmulas y prácticas operacionales dependerá de lo positivo que emerja de los siguientes datos:

• Composición y características geológicas y petrofísicas de las formaciones petrolíferas.

• Buzamiento de las formaciones.
• Profundidad de las formaciones petrolíferas.
• Extensión (área) y espesor de las formaciones petrolíferas.
• Porosidad y permeabilidad de los estratos.
• Saturaciones de los fluidos (gas-petróleo-agua) en los estratos petrolíferos.
• Análisis de muestras de fluidos y relaciones presión-volumen-temperatura.
• Pruebas de producción.
• Relaciones volumétricas de los fluidos: gas/petróleo, petróleo/agua.
• Análisis de las características de los hidrocarburos.
• Presión estática y de flujo de los fluidos. Abatimiento y surgencia de la presión.
• Historias de producción de fluidos. Separación, tratamiento y manejo de fluidos.
• Presiones de inyección y de fractura de las formaciones.
• Profundidades de contacto gas-petróleo-agua.
• Y otros datos geofísicos, petrofísicos y de producción adicionales que contribuyen a evaluar los aspectos operacionales y económicos del desarrollo y continuidad de la producción de los hidrocarburos hallados. Por otra parte, apreciación del manejo, procesamiento, mercadeo y comercialización de los crudos y/o productos derivados para tener el panorama económico definido a corto, mediano y largo plazo.

Casquete o empuje de gas

En este tipo de yacimiento, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad.

Si aplicamos gradientes normales de presión (0,1 kg/cm^2/metro de profundidad) y de temperatura (1 °C/30 metros de profundidad), y se supone que el yacimiento de la ilustración está a 2.340 metros de profundidad, entonces la presión de fondo en el pozo será de:

$$2.340 \times 0{,}1 =$$
$$234 \text{ kg/cm}^2 \text{ y a temperatura } \frac{2.340}{30} \times 1\ °C$$
$$+\ 30°C \text{ (temperatura del ambiente)} = 108\ °C$$

Al poner el pozo a producir controladamente, la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión en el cabezal del pozo (presión de flujo) hace que el petróleo y el gas disuelto en éste lleguen a la superficie.

Generalmente, el control del volumen de flujo en la superficie se hace mediante la instalación de un estrangulador o reductor de diámetro de la tubería de producción en el cabezal del pozo.

Este dispositivo puede ser del tipo graduable o del tipo fijo. El orificio puede tener un diámetro de 0,4 a 38 milímetros o más, y los incrementos de diámetro se especifican de 0,4 en 0,4 milímetros.

El estrangulador se emplea para mantener el régimen de producción más eficiente de acuerdo con la energía natural del

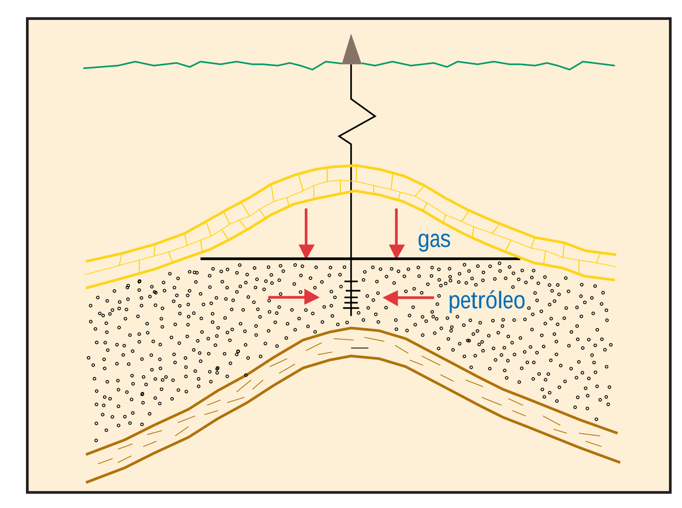


Fig. 4-30. Yacimiento cuyo mecanismo principal de producción es el casquete de gas y como coadyutorio el gas disuelto en el petróleo.

yacimiento, de manera que la relación gas-petróleo (RGP, m^3/m^3) lograda durante el período de extracción primaria redunde en el más alto porcentaje de petróleo en sitio producido del yacimiento.

Por su mecanismo y características de funcionamiento, el casquete o empuje de gas ofrece la posibilidad de una extracción primaria de petróleo de 15 a 25 %. Por tanto, al terminar la efectividad primaria del mecanismo, debido al abatimiento de la presión y producción del gas, queda todavía por extraerse 75 a 85 % del petróleo descubierto.

Para lograr la extracción adicional de crudo por flujo natural se recurre entonces a la vigorización del mecanismo mediante la inyección de gas o de gas y agua para restaurar la presión. En este tipo de mecanismo es fundamental el gas libre, el gas disuelto en el petróleo, y la presión y temperatura del yacimiento. La presión-volumen-temperatura son propiedades físicas y también físico-químicas que se relacionan por las leyes de Charles y de Boyle sobre el comportamiento de los gases:

$$\frac{V_1\,P_1}{T_1} = \frac{P_2\,V_2}{T_2}$$

Esta relación básica se extiende a las leyes de Gay-Lussac, Avogadro, Stokes y otros sobre los aspectos termodinámicos de los gases.

La cantidad de gas disuelto en el petróleo influye sobre la viscosidad del crudo en el yacimiento. A mayor cantidad de gas disuelto en el crudo, menos viscoso es el crudo y su movimiento se hace más fácil. El efecto de la temperatura sobre el gas y el crudo es también muy importante. A mayor temperatura, la viscosidad del crudo se reduce pero la del gas aumenta.

Para permitir el flujo del petróleo hacia el pozo, la tubería de revestimiento que cubre el estrato productor se cañonea a una profundidad muy por debajo del contacto gas-petróleo. Esto se hace para evitar producir gas libre del casquete de gas. Sin embargo, al correr del tiempo y debido a la extracción de crudo del yacimiento, la presión disminuye paulatinamente y el volumen del casquete de gas aumenta, por lo cual el nivel del contacto gas-petróleo baja. Este descenso del contacto gas-

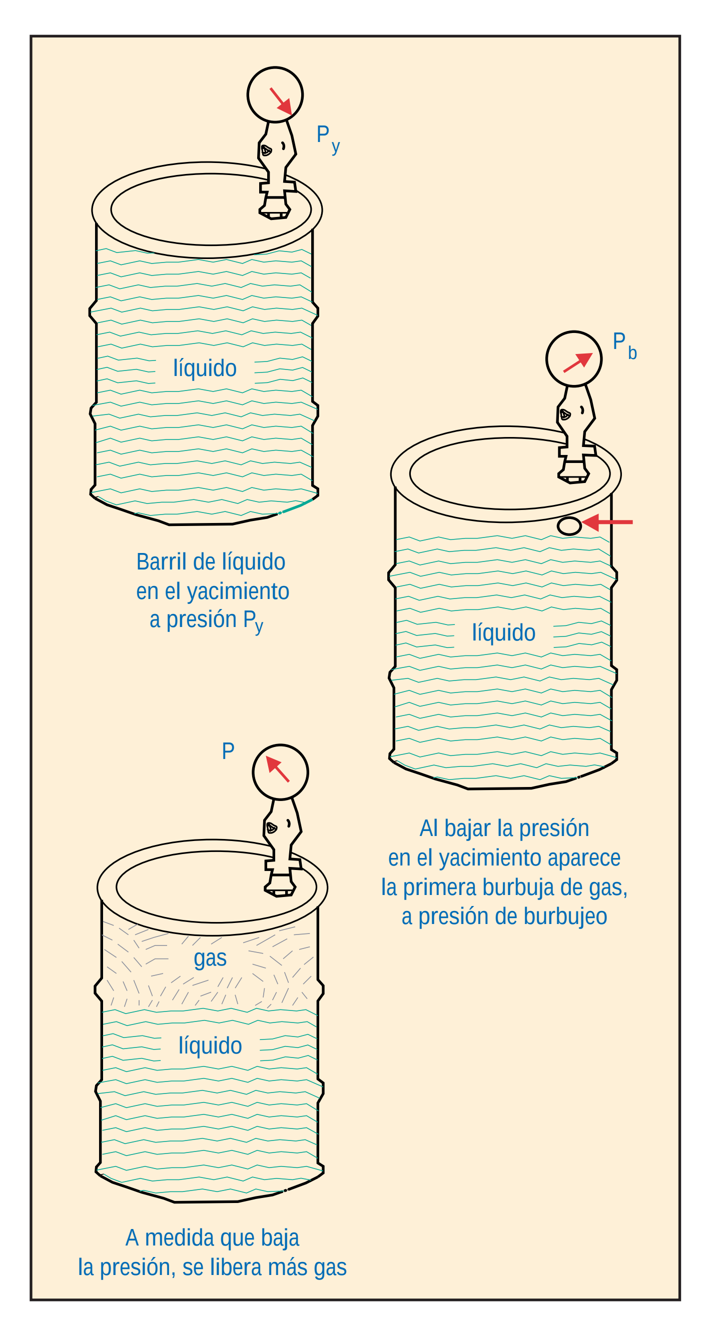


Fig. 4-31. Evolución del gas disuelto en el petróleo mediante la disminución de la presión del yacimiento durante el proceso de producción de los pozos.

petróleo hace que los pozos ubicados en la parte estructural más alta del yacimiento sean los primeros en producir gas del casquete. Esta situación empieza a manifestarse y a detectarse a través del continuo y sostenido incremento de la relación gas-petróleo producida.

Cuando se nota marcadamente el aumento de relación gas-petróleo y habida cuenta de los estudios y predicciones de comportamiento del yacimiento, se opta por tomar ciertas acciones correctivas. Una puede ser aislar por medio de la cementación forzada los intervalos superiores del estrato productor que fueron cañoneados en la terminación original del pozo y recañonear a niveles más bajos. Si este procedimiento remedia la situación, se podrá seguir produciendo el pozo hasta que la relación gas-petróleo adquiera límites indeseables. Llegará un momento en que los repetidos cañoneos del pozo no darán los resultados esperados y entonces se aplicarán otras opciones. Una puede ser no producir el pozo y mantenerlo como punto de observación. Otra, utilizarlo como inyector de gas de acuerdo con programas de vigorización de la presión y conservación de gas en el mismo yacimiento.

A medida que cada barril o metro cúbico de la mezcla de hidrocarburos (gas y peróleo) hace su recorrido de las entrañas del yacimiento hacia el pozo, el diferencial de presión que promueve el flujo hace que a una cierta presión (presión de burbujeo) comience a desprenderse el gas que estaba disuelto en el petróleo. Por tanto, al llegar el fluido al pozo, el volumen de líquido ha disminuido en cierto porcentaje. De igual manera, del fondo del pozo a la superficie y de allí a los separadores y hasta los tanques de almacenaje se sigue liberando gas. Esta relación volumétrica se denomina factor volumétrico de petróleo en la formación (Bo), a presión y temperatura del yacimiento. Como el volumen ha mermado desde el yacimiento al tanque de almacenamiento, a la recíproca del volumen de formación se le nombra factor de merma. Ejemplo: Si un barril de petróleo en el yacimiento cuando llega al tanque de almacenaje acusa solamente 0,70 barril de líquido, esto quiere decir que ha mermado 30/70 = 43 %. Y su factor volumétrico de formación es 1,00/0,70 = 1,43

Empuje por gas disuelto

En este tipo de mecanismos no existe capa o casquete de gas (Figura 4-32). Todo el gas disuelto en el petróleo y el petróleo mismo forman una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento.

Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Eventualmente, a medida que se extrae petróleo, se manifiesta la presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a desarrollarse el casquete o capa de gas en el yacimiento, inducida por la mecánica de flujo. Este tipo de

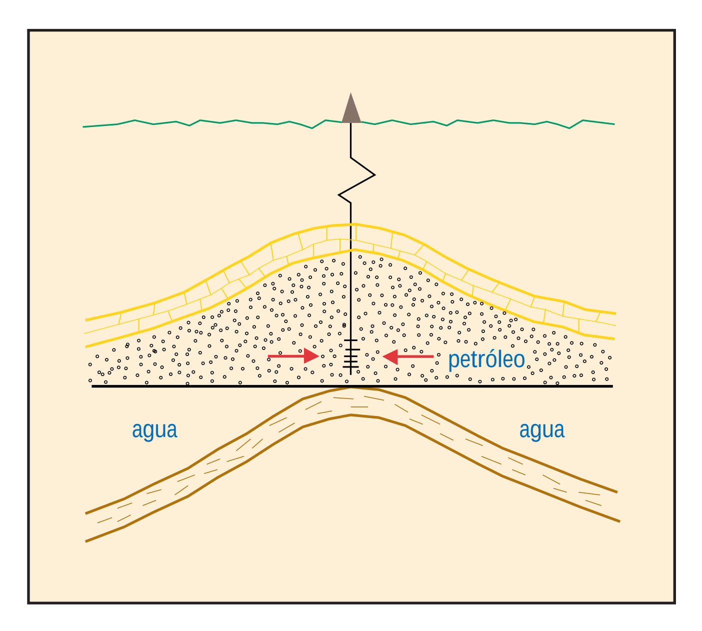


Fig. 4-32. Ejemplo de un yacimiento virgen, cuyo mecanismo de producción será del tipo de gas disuelto inicialmente en el petróleo. Eventualmente, durante la vida productiva de los pozos se desarrollará la capa o casquete de gas.

extracción es considerado más eficiente que el de casquete de gas. La práctica ha demostrado que la extracción primaria puede acusar de 20 a 40 % del petróleo en sitio.

Como podrá apreciarse, la relación gas disuelto en el petróleo (m^3/m^3) es importante y el volumen de gas disuelto en el petróleo está en función de la presión y temperatura en el yacimiento y las características del crudo. El análisis de P-V-T, las medidas de presión de fondo en pozos claves y en el yacimiento en general, así como el historial de producción, proporcionan datos básicos para tener el adecuado seguimiento durante la vida productiva del yacimiento.

Algunas veces puede ser que la presencia de agua en el fondo del yacimiento constituya un latente mecanismo de expulsión. Estudios sobre esta posibilidad pueden indicar que en determinado tiempo se hará sentir su contribución, la cual podría ser importante para aumentar el porcentaje de extracción del petróleo en sitio. También puede ser que el acuífero existente ofrezca oportunidad para considerar la inyección de agua, que conjuntamente con la inyección de gas en la parte superior del yacimiento, haga que ambos mecanismos, actuando simultáneamente, contribuyan más efectivamente a la extracción vigorizada del petróleo en sitio y, por ende, se aumente significativamente el porcentaje de producción de petróleo (Figura 4-33).

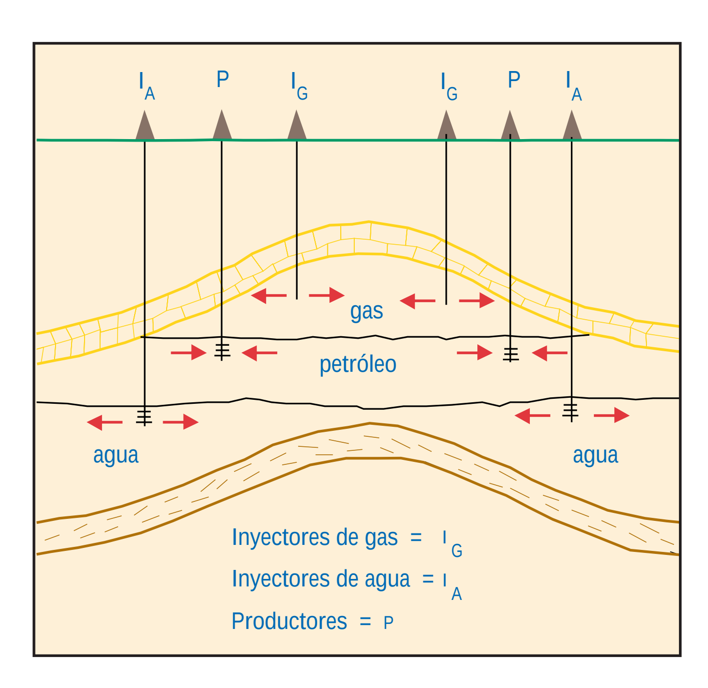


Fig. 4-33. Yacimiento que originalmente produjo por gas disuelto (Fig. 4-32), pero ahora la continuidad de su vida productiva comercial dependerá de la inyección de gas o de agua o de ambos a la vez.

Para la inyección de gas y/o de agua, previo los estudios requeridos, se escogerán pozos claves existentes que puedan ser convertidos a inyectores o se abrirán nuevos pozos para tales fines.

Empuje por agua o hidráulico

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. Su presencia y actuación efectiva puede lograr que se produzca hasta 60 % y quizás más del petróleo en sitio.

Sin embargo, este tipo de mecanismo requiere que se mantenga una relación muy ajustada entre el régimen de producción de petróleo que se establezca para el yacimiento y el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento. El frente o contacto agua-petróleo debe mantenerse unido para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado uniformemente por el agua. Por otro lado, se debe mantener la presión en el yacimiento a un cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas e inducción de un casquete de gas.

La tubería de revestimiento de los pozos se perfora a bala o cañonea bastante por encima del contacto agua-petróleo para evitar la producción de agua muy tempranamente. Sin embargo, llegará una fecha en que algunos pozos empezarán a mostrar un incremento paulatino de producción de agua y que de repente puede aumentar drásticamente. La verificación de este acontecimiento puede indicar

que en realidad el frente o contacto ya está a nivel de las perforaciones o en ciertos pozos se está produciendo un cono de agua que impide el flujo del petróleo hacia el pozo.

Cuando se detecta el influjo drástico del agua se procede a verificar la ocurrencia con los estudios de comportamiento preparados sobre el yacimiento. Es posible que lo más recomendable sea aislar por cementación forzada las perforaciones por donde está fluyendo el agua y cañonear el revestidor a más alto nivel del contacto agua-petróleo. O, en caso de conificación, con cerrar el pozo por cierto tiempo se produce la desaparición del cono al equilibrarse el contacto agua-petróleo. En algunos yacimientos se ha constatado que el cono de agua se desvanece al cerrar el pozo por cierto tiempo y al abrirlo produce petróleo sin gran cantidad de agua durante un tiempo, pero luego se vuelve a repetir la conificación. Así que cerrando y abriendo el pozo por determinados períodos se puede controlar el cono. El

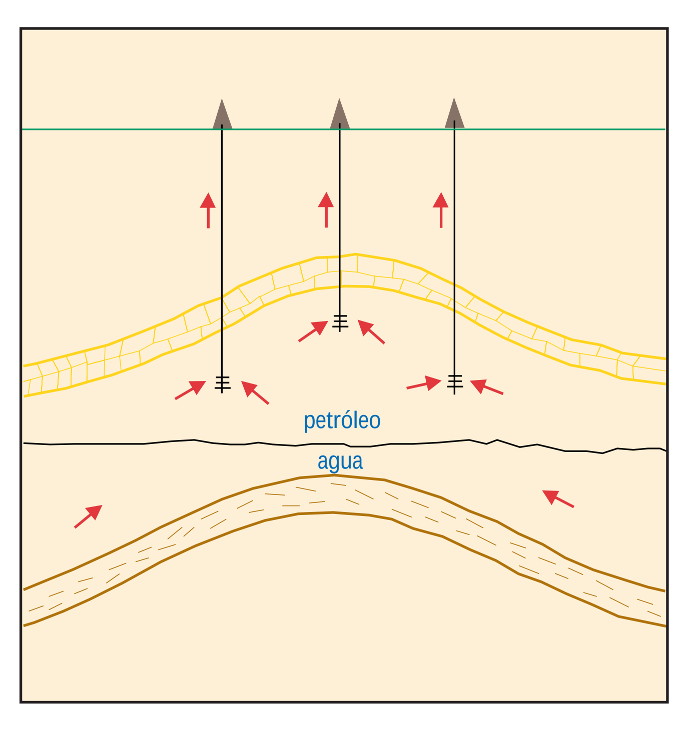


Fig. 4-34. Contacto agua-petróleo en un yacimiento, cuyo mecanismo preponderante de producción será el acuífero, si es lo suficientemente activo.

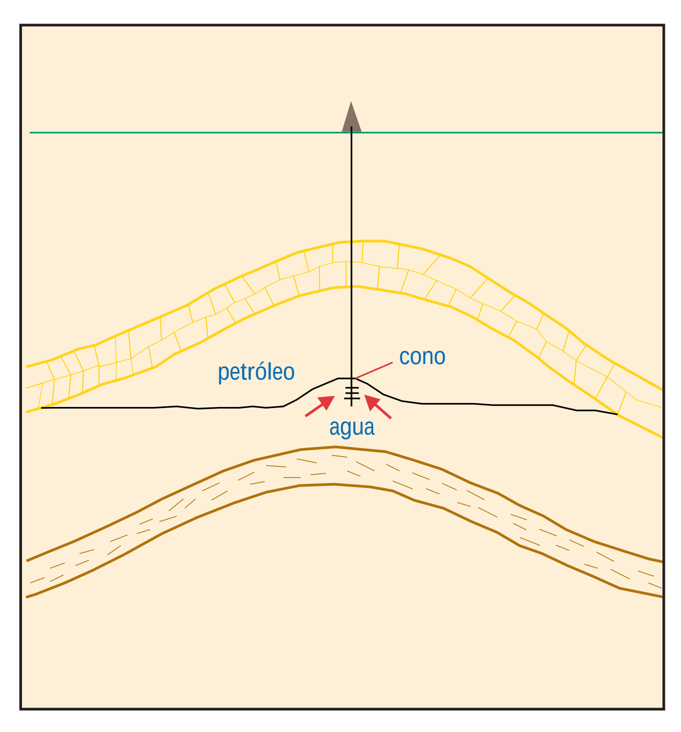


Fig. 4-35. El efecto del desequilibrio en el contacto agua-petróleo hace que el agua forme un cono alrededor del fondo del pozo y obstaculice parcial o totalmente la producción de petróleo.

cono se produce debido a la movilidad con que el agua y el petróleo se desplazan hacia el pozo. En este caso, la relación de movilidad petróleo-agua favorece al agua y hace que el petróleo quede rezagado. Existen casos de acuíferos de gran extensión que afloran en la superficie y las aguas que corren por el suelo se filtran, robusteciendo así la energía del yacimiento. El agua contenida en el acuífero está sujeta a la presión y temperatura del yacimiento que le imponen una muy tenue compresión, pero si se considera la extensión y volumen de agua, el agregado de esa compresión ejerce una apreciable influencia en el desplazamiento del petróleo hacia los pozos.

Empuje por gravedad

Generalmente, los estratos tienen una cierta inclinación o buzamiento que de un punto a otro crea un desnivel. Este buzamiento se expresa en grados y puede ser muy pe-

queño, 2°, o puede ser muy empinado, 45° o más. Mientras más alto sea el buzamiento, mayor oportunidad tendrá el petróleo de escurrirse buzamiento abajo. En la Figura 4-36 se presenta un caso hipotético general que muestra la contribución que el buzamiento puede prestar al drenaje de petróleo, coadyuvando con otros mecanismos de extracción de los cuales uno puede ser predominante. Si la capa de gas es activa, los pozos ubicados buzamiento arriba empezarán a mostrar incrementos en su relación gas-petróleo durante cierta época de su vida productiva. El mantenimiento de la presión del yacimiento por inyección de gas equivaldría a que la masa de gas actuará como émbolo que comprime y desplaza el petróleo hacia los pozos ubicados buzamiento abajo, los cuales tardarán mucho más tiempo en incrementar su relación gas-petróleo, según su posición estructural.

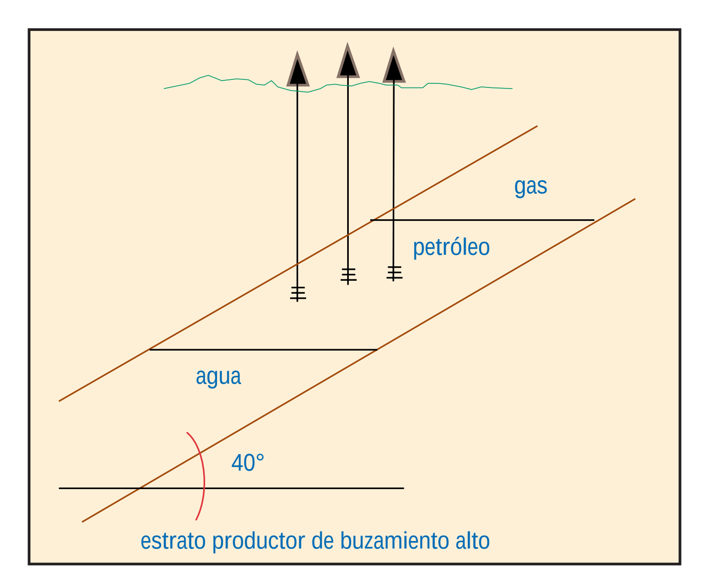


Fig. 4-36. Esquema que muestra un yacimiento productor por gravedad, ayudado quizás por casquete de gas y, posiblemente, el acuífero.

En el caso de la presencia de un acuífero bien definido, su avance está relacionado con el régimen de producción que se desee imponer al yacimiento. Naturalmente, la



Fig. 4-37. La apreciación continua del comportamiento de los yacimientos requiere una revisión oportuna de toda la información. Esta revisión es tarea multidisciplinaria en la que participan especialistas en las diferentes ramas de las Ciencias de la Tierra: geofísicos, geólogos, ingenieros de petróleos, petrofísicos y otros.

masa de agua está también sujeta a la fuerza que le imprime el buzamiento hacia abajo por lo que su desplazamiento buzamiento arriba se ve afectado en cierto grado. Por tanto, el régimen de producción tiene que ser uno que mantenga el contacto agua-petróleo en balance. El agua se desplaza para ocupar la parte vacía que va dejando el petróleo que se extrae del yacimiento.

Si el agua se desplaza buzamiento arriba, lo cual no es muy factible cuando el buzamiento es demasiado alto, los pozos buzamiento abajo empezarán a producir agua cuando el contacto agua-petróleo haya subido a los intervalos donde fue cañoneado el revestidor.

Como podrá observarse, la ubicación de los pozos es muy importante para obtener el mayor provecho de producción de petróleo durante el más largo tiempo sin que se produzca gas del casquete que eventualmente se formará, o agua en caso del avance del contacto agua-petróleo.

III. Manejo de la Producción

Desde el cabezal de cada pozo arranca la tubería de flujo que, tendida sobre el suelo, llega a una determinada estación de recolección, diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos.

El número de tuberías de flujo (flujoducto) que tiene cada cabezal depende de la terminación del pozo: sencilla, doble o triple. El diámetro de cada flujoducto corresponde al máximo volumen de producción que se piense manejar, como también las características del crudo, especialmente la viscosidad y la presión del flujo natural en el cabezal. En el caso de pozos que producen por bombeo mediante varillas de succión, la presión en el cabezal es casi nula pero la viscosidad del crudo es factor de consideración especial para seleccionar el diámetro del flujoducto si el crudo es muy pesado o extrapesado. Existe una variada selección de diámetros de tuberías para satisfacer todos los requerimientos. Generalmente, los diámetros nominales más utilizados están entre 50,8 y 101,6 milímetros, 2 a 4 pulgadas. Diámetros mayores pueden ser requeridos para manejar altos volúmenes de producción o petróleos muy viscosos.

Todos los elementos del cabezal: bridas, sellos, carretos, adaptadores, crucetas, colgadores, pernos y dispositivos adicionales como válvulas y emplazamiento de reductores o estranguladores son manufacturados según normas API y catalogados para funcionar bajo la acción de presiones cuyo rango va de 140 a 1.400 kg/cm^2.

Separación de fluidos

La estación de flujo y recolección de la producción de los pozos la componen un grupo de instalaciones que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. El flujo del pozo consiste preponderantemente de petróleo, al cual está asociado un cierto volumen de gas: relación gas-petróleo (RGP), que se mide en m^3 de gas por m^3 de petróleo producido o en pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido, a condiciones estipuladas en la superficie. Además, el flujo de petróleo y gas puede mostrar la presencia de agua y de sedimentos procedentes del yacimiento productor.

El múltiple de producción

En la estación de flujo y de recolección, el múltiple de producción representa un sistema de recibo al cual llega el flujoducto de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones

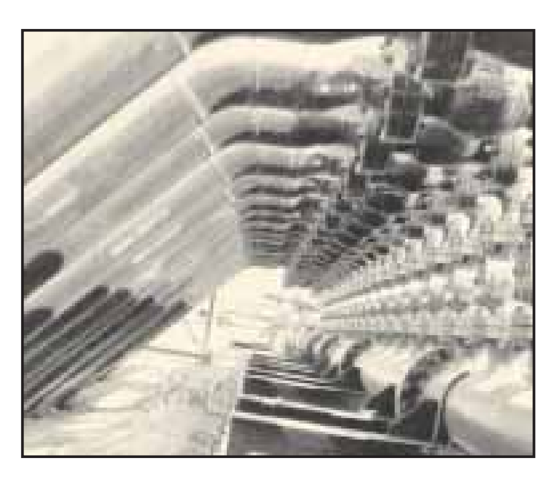


Fig. 4-38. El múltiple de producción facilita el manejo del caudal de cada pozo en la estación de flujo y separación. El número de este tipo de instalación depende de la cantidad de pozos y de la extensión de cada campo.

del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos.

Los separadores de producción

Es muy importante la separación del petróleo del gas, del agua y de los sedimentos que lo acompañan desde el yacimiento. Para realizar la separación del gas del petróleo se emplean separadores del tipo vertical y horizontal, cuya capacidad para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas, a determinadas presiones y etapas de separación, varía de acuerdo a las especificaciones de manufactura y funcionamiento requeridos.

Los separadores se fabrican de acero, cuyas características corresponden a las normas establecidas para funcionar en etapas específicas de alta, mediana o baja presión. En la separación de gas y petróleo es muy importante considerar la expansión que se produce cuando el gas se desprende del petróleo y la función que desempeña la presión. Además, en el interior del separador, a través de diseños apropiados, debe procurarse el mayor despojo de petróleo del gas, de manera que el gas salga lo más limpio posible y se logre la mayor cantidad posible de petróleo.

La separación para una, dos o tres etapas está regulada por factores tales como la presión de flujo en el cabezal del pozo, la presión con que llega a la estación, la relación gas-petróleo, la temperatura y el tipo de crudo.

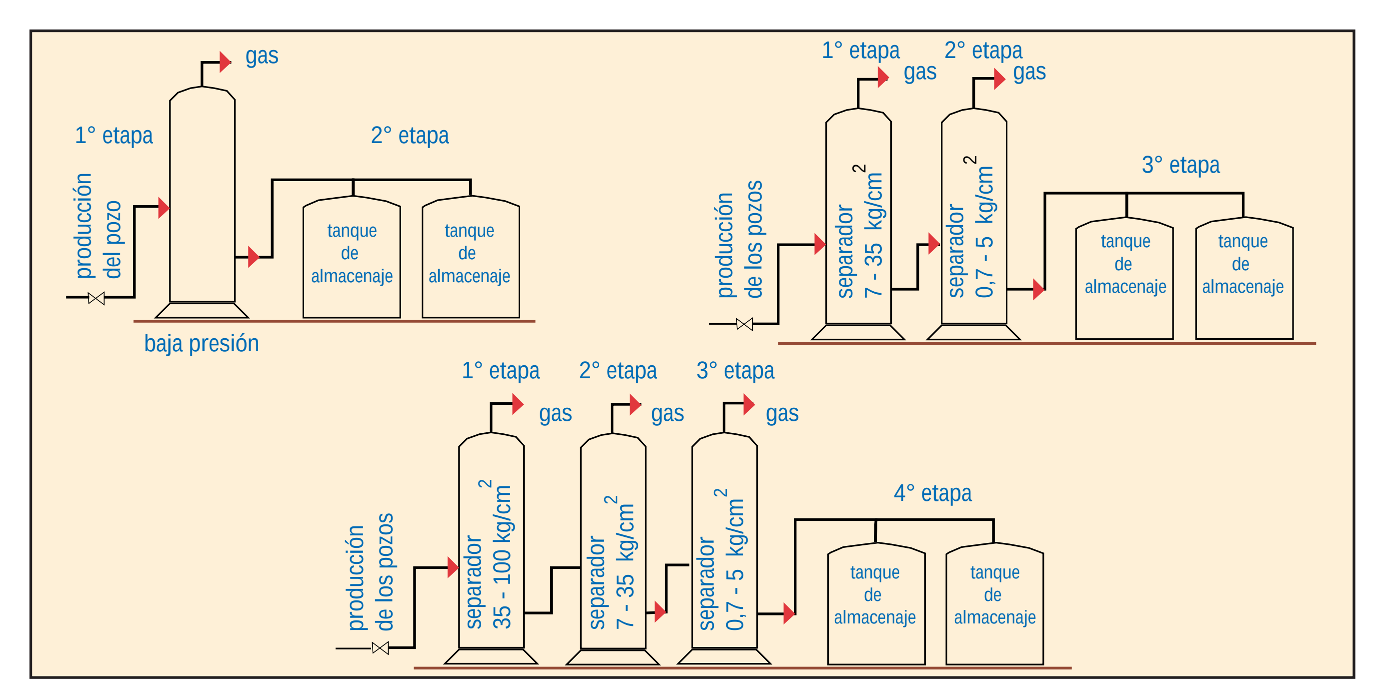


Fig. 4-39. Instalaciones de separadores y etapas de separación de acuerdo con la magnitud de la presión y del volumen de gas-petróleo que deba manejarse. En cada caso, la última etapa de separación se realiza en el tanque de almacenaje a presión atmosférica.

La última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica.

Además de un proceso tecnológico, la separación envuelve procurar la mayor obtención de crudo que, por ende, significa la mayor extracción de petróleo del yacimiento y el consiguiente aumento de ingresos.

Cuando la producción está acompañada de cierta cantidad de agua, que además tanto ésta como el petróleo pueden contener elementos corrosivos, entonces la separación involucra otros tipos adicionales de tratamiento como el calentamiento, aplicación de anticorrosivos, demulsificadores, lavado y desalación del crudo, tanques especiales para asentamiento de los elementos nocivos al crudo y al gas y otros procesos que finalmente acondicionen el crudo y el gas producidos para satisfacer las especificaciones requeridas para la entrega y venta a los clientes.

Disposición del crudo

Diariamente los pozos productores fluyen o bombean sus respectivas cuotas de producción, como ya se ha señalado, a sus correspondientes estaciones de flujo. Allí, luego de la separación y tratamiento adecuados, el crudo pasa a tanques de almacenamiento cuyo número y volumen son suficientes para recoger holgadamente la producción de varios días. También se mantiene un registro de los volúmenes de crudo recibidos, tratados, almacenados y despachados.

Los tanques utilizados para el almacenamiento son cilíndricos y su altura y diámetro están en función de su capacidad. Los hay de dos tipos: empernados para los de pequeño volumen, y soldados para volúmenes mayores. Existe una variedad de tanques cuya capacidad va desde 40 a 160.000 m^3 para satisfacer todos los requerimientos. Además, para ciertos casos especiales de almacenamiento, como crudos pesados, se han construido fosas de 160.000 m^3 y de mucha más capacidad.

Estaciones pequeñas bombean el crudo a estaciones de mayor capacidad de almacenamiento y de recolección, que conectadas a oleoductos despachan diariamente grandes volúmenes de crudo a los puertos de embarque o directamente a las refinerías.

La fiscalización del almacenaje y despacho de volúmenes de crudo se hacen según las normas y procedimientos vigentes, de acuerdo con las leyes y reglamentos de los diferentes despachos gubernamentales: ministerios de Energía y Minas, Hacienda, Transporte y Comunicaciones, Defensa, etc., para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías, impuestos, etc.



Fig. 4-40. Disposición de tanques en un patio de almacenaje, de donde diariamente se despachan grandes volúmenes de crudo a puertos y/o refinerías.

Disposición del gas

El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, si fuese necesario, puede ser enviado a plantas

especiales de tratamiento final para distribución por gasductos a las plantas petroquímicas y refinerías; a ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos o también es usado por la misma industria petrolera en sus operaciones, como combustible o para ser reinyectado en los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende, lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio.

En la producción, separación, recolección, transmisión y distribución del gas asociado con el petróleo es casi imposible utilizar el gas de baja presión disponible porque los aspectos económicos involucrados son prohibitivos. El volumen de gas por pozo, generalmente, es muy poco. La recolección de gas de tantos pozos requiere compresión, cuya inversión en plantas e instalaciones generalmente sobrepasa las expectativas de rentabilidad. Por tanto, las posibilidades de utilización y rentabilidad quedan circunscritas al gas de mediana y alta presión.

Disposición del agua

La cantidad de agua que acompaña al petróleo producido de los pozos puede ser



Fig. 4-41. Para aprovechar y manejar grandes volúmenes de gas en el lago de Maracaibo se utilizan plantas gigantescas como ésta, cuya capacidad es de unos 10 millones de metros cúbicos por día.



Fig. 4-42. Para mantener y estimular la producción de petróleo de los yacimientos se recurre a la inyección de agua mediante plantas de diseño específico.

de características sencillas, cuya separación por asentamiento en tanques se logra fácilmente. En ocasiones, el manejo, tratamiento y disposición del agua no requieren de instalaciones especiales. Sin embargo, se dan situaciones en las que el volumen de agua producido diariamente es muy alto. Las características del agua y del petróleo pueden facilitar emulsiones que requieren de tratamientos mecánico, químico, térmico o eléctrico para lograr la adecuada separación de los dos fluidos y obtener un crudo que corresponda a las especificaciones de calidad requeridas. La presencia de sal en asociación con el agua y el petróleo es de ocurrencia natural en muchos estratos geológicos. De la concentración de sal en solución dependerá la selección del tratamiento que deba emplearse para despojar el petróleo de la sal que contiene. La sal es indeseable en el crudo por sus propiedades corrosivas y las implicaciones operacionales y económicas que ello significa para las refinerías.

El manejo y disposición del agua asociada con la producción de petróleo es una fase que a veces puede resultar muy compleja, especialmente si el volumen de agua es muy

grande y si el agua es salada o salmuera. En ocasiones, una buena opción operacional y económica es inyectar el agua al yacimiento.

IV. Comportamiento de la Producción

Comportamiento de los pozos

La historia de cada pozo contiene una acumulación de datos cronológicos detallados al día. La historia, archivada diligentemente, comienza con la proposición, recomendaciones, autorizaciones, plano de locación, programa de perforación y presupuestos formulados internamente por las dependencias de la empresa y las solicitudes ante los despachos gubernamentales jurisdiccionales correspondientes y las aprobaciones respectivas. Podría decirse que toda esta documentación básica constituye la partida de nacimiento del futuro pozo productor.

El segundo capítulo de la historia cubre la perforación de la locación, con todos los detalles de las incidencias ocurridas durante las diferentes operaciones realizadas para abrir el hoyo hasta la profundidad deseada y terminar el pozo oficialmente en los intervalos y formaciones finalmente seleccionadas. De aquí en adelante, el pozo adquiere identificación numérica, o cédula de identidad, como descubridor o como un productor más del campo respectivo. La historia queda registrada en el Informe Diario de Perforación y en los escritos complementarios que se anexan al archivo del pozo.

El tercer capítulo de la historia abarca la vida productiva del pozo. Representa el correr del tiempo, todos los altibajos manifestados por el pozo y las rehabilitaciones y reacondicionamientos practicados al pozo para mantener su productividad económica. Allí, cronológicamente, está escrita su producción de petróleo, gas y/o agua; relación gas-petróleo y agua; gravedad del crudo, porcentaje de sedimentos; producción acumulada de fluidos, medición de presiones en el cabezal; mediciones de presiones y temperatura de fondo; niveles de fluido; productividad; vida productiva del pozo por flujo natural, bombeo mecánico o hidráulico, levantamiento artificial por gas; relación e importancia del pozo como punto de drenaje individual en el yacimiento o en conjunción con otros pozos vecinos; expectativas de su límite económico de productividad.

El cuarto capítulo de la historia puede ser el abandono definitivo, o partida de defunción, del pozo. Sin embargo, el cuarto capítulo puede comenzar con una nueva etapa de utilización y cambio de clasificación del pozo, ya que se pueden presentar varias alternativas antes de abandonarlo. Por ejemplo: el pozo puede ser convertido en inyector de gas o de agua.

Su estado como productor puede continuar por reterminación en un yacimiento superior o inferior, distinto al de la terminación original. El pozo podría ser usado para la perforación más profunda en busca de nuevos yacimientos. O podría ser utilizado como punto de observación y control del comportamiento del yacimiento.

Comportamiento del yacimiento

La sumatoria del comportamiento de todos los pozos sirve de base para apreciar y dilucidar detalles sobre los diferentes sectores y la totalidad del yacimiento. El seguimiento continuo sobre el comportamiento del yacimiento aparece en estudios e informes frecuentes, preparados por los geólogos, ingenieros y demás personal técnico especializado de la empresa.

A la larga, los estudios e informes representan una acumulación cronológica de las incidencias de la historia productiva del yacimiento, y fundamentalmente cubren los siguientes aspectos:

• Geográficos: Ubicación del yacimiento y detalles de identificación y acceso. Relación geográfica con otros campos y/o ciudades y pueblos. Mapa.

• Geológicos: Reseña sobre métodos de exploración que condujeron al delineamiento, interpretaciones y correlaciones. La columna geológica. Geología del subsuelo. Origen, migración y entrampamiento de los hidrocarburos. Características generales y específicas de los estratos productores. Secciones y correlaciones. Mapas isópacos. Estimaciones de acumulaciones de hidrocarburos en sitio. Observaciones y cambios basados en la obtención e interpretación de datos derivados de pozos terminados últimamente.

• Petrofísicos: Características de los estratos productores. Profundidad. Espesores. Arena neta. Porosidad. Permeabilidad. Presión. Temperatura. Saturación. Características de los fluidos. Contactos de los fluidos.

• Producción: Correlaciones de análisis de relaciones presión-volumen-temperatura de los fluidos al correr el tiempo. Comparaciones e interpretaciones de pruebas de pozos, mensura de presión y temperatura general de presión de fondo de sectores o de todo el yacimiento. Preparación e interpretación de gráficos de producción (petróleo-gas-agua) versus tiempo y/o presión para apreciar declinaciones y tendencias. Aplicaciones de fórmulas matemáticas y modelos para determinar y comparar declinaciones y tendencias y formular proyecciones sobre el comportamiento futuro del yacimiento. Análisis del comportamiento de extracción primaria de hidrocarburos y posibles aplicaciones futuras de métodos y mecanismos para vigorizar la productividad del yacimiento por la inyección de gas y/o agua u otros fluidos o aplicaciones térmicas. Estimaciones de reservas.



Fig. 4-43. Cada pozo es un punto de drenaje del yacimiento y su comportamiento es parte del comportamiento general del yacimiento. Tipo de balancín para pozo profundo.



Fig. 4-44. En los laboratorios se experimenta, se estudia y se formulan conceptos sobre el comportamiento de los yacimientos.

• Económicos: Consideración de inversión y gastos. Rentabilidad de la producción. Modelos económicos y alternativas para

el desarrollo y continuidad de producción del yacimiento en las diferentes etapas de extracción primaria y vigorizada.

• Mercado: Calidad y rendimiento de derivados. Opciones de venta de crudos y/o derivados localmente o al exterior.

Clasificación de las reservas

En la industria petrolera, las posibilidades de hallazgos, descubrimientos ciertos y la continuidad de la producción comercial tienen un nombre: **reservas probadas de hidrocarburos**. Sin embargo, la práctica y la experiencia aconsejan que las reservas sean clasificadas de acuerdo al grado de certeza de los datos que avalan su existencia o posibilidades. Pero existe una clasificación universalmente aceptada. No obstante, todas las clasificaciones propuestas coinciden en que, con más o menos detalles, las reservas se clasifiquen fundamentalmente como probadas, probables y posibles.

• Reservas primarias probadas son las que pueden extraerse comercialmente y han sido actualmente evaluadas por medio de pozos, equipos y métodos técnicos disponibles que aseguran un régimen continuo de producción.

• Reservas primarias probables son aquellas que no han sido probadas directamente por medio de pruebas prolongadas de producción comercial, pero que por encontrarse dentro de los límites geológicos superiores e inferiores conocidos y los límites geográficos de un yacimiento son susceptibles de ser probadas abriendo pozos adicionales y haciendo pruebas de producción.

• Reservas primarias posibles son aquellas de posible existencia pero que por falta de información fehaciente no puede dársele una clasificación categórica.

• Reservas secundarias son reservas adicionales a las primarias, que pueden ser producidas comercialmente como resultado de la vigorización artificial de la energía natural original del yacimiento; a veces la vigorización puede inducir cambios en las características físicas de los fluidos en el yacimiento.

• Reservas secundarias probadas son las que han sido fehacientemente probadas por medio de un comportamiento satisfactorio de producción mediante ensayos pilotos o firmes de vigorización artificial del yacimiento.

• Reservas secundarias probables son aquellas cuya factible existencia se deriva del comportamiento satisfactorio de la producción primaria del yacimiento, pero el cual todavía no ha sido sometido cabalmente a operaciones de vigorización.

• Reservas secundarias posibles son aquellas que se presume puedan existir en yacimientos factibles de responder satisfactoriamente a operaciones de vigorización, pero la información disponible no avala otra clasificación más concreta.

De la acumulación de datos e historias de producción se ha concluido, desafortunadamente, que ningún yacimiento produce de una sola vez la totalidad de los hidrocarburos que contiene. A semejanza de cosechas, el yacimiento, por la acción de su presión interna original, produce un cierto porcentaje del volumen de hidrocarburos en sitio que se le denomina **producción primaria**.

Luego de la producción primaria, todavía queda en el yacimiento un apreciable porcentaje o volumen de hidrocarburos factible de extracción. Pero para lograr traer a la superficie un cierto porcentaje adicional de los hidrocarburos remanentes, es necesario vigorizar la energía del yacimiento para esa segunda cosecha, o **extracción secundaria**.

Llegado el límite económico de la extracción secundaria, todavía queda un cierto volumen de hidrocarburos por producir mediante un tercer esfuerzo. Esta acometida se denomina **producción o extracción terciaria**. Mas, la investigación básica y aplicada,

cómo extraer el máximo volumen del petróleo remanente en el yacimiento, inclina el interés y esfuerzos de los investigadores a la **extracción cuaternaria**, o sea un cuarto esfuerzo para lograr una cosecha más de barriles de petróleo comercial.

La producción vigorizada

Al considerar la extracción de petróleo de las entrañas del yacimiento y las diferentes etapas y operaciones que pueden realizarse para lograr ese objetivo, merecen atención las definiciones empleadas por E.F. Herbeck, R.C. Heinz y J.R. Hastings en su trabajo "Fundamentals of Tertiary Oil Recovery", Petroleum Engineer, p. 33, enero 1976.

- Extracción primaria (Primary Recovery): petróleo y gas producidos por la energía o fuerza naturales del yacimiento.
- Extracción vigorizada (Enhanced Recovery): cualquier producción adicional resultante de la introducción artificial de energía en el yacimiento. La extracción vigorizada comprende la inyección de agua, la inyección de gas y otros procesos que envuelven la inyección de fluidos o energía para la extracción secundaria o terciaria del petróleo.
- Extracción secundaria (Secondary Recovery): cualquier extracción vigorizada aplicada por primera vez al yacimiento. Generalmente sigue a la extracción primaria pero también puede ser aplicada simultáneamente durante la extracción primaria. La inyección o inundación de agua es el método más común de extracción secundaria.
- Extracción terciaria (Tertiary Recovery): cualquier extracción vigorizada usada luego de la aplicación de operaciones de extracción secundaria. Ya que generalmente sigue a la inyección de agua, la extracción terciaria es comúnmente considerada entre los procesos más exóticos de extracción, como lo son el desplazamiento del petróleo por líquidos miscibles, la extracción por métodos termales o la inundación del yacimiento con sustancias químicas.

Ejemplos numéricos

Uno de los métodos más sencillos de estimación original de reservas es el volumétrico, sin ahondar en la complejidad y variedad de los tantos factores y datos que rigen las técnicas de evaluación y seguimiento aplicables a los mecanismos naturales primarios y secundarios de expulsión de hidrocarburos a que puedan estar sujetos los yacimientos. Si el área (A) y el espesor neto (E_n) de un yacimiento son conocidos, entonces se puede calcular su volumen. Ese volumen de roca tiene un cierto porcentaje de capacidad de almacenamiento, dado por la porosidad (ø).

Además, la capacidad de almacenamiento o volumen formado por la sumatoria de los poros de la roca, generalmente está saturado de petróleo (S_o) y agua (S_w).

Durante la producción primaria sólo un cierto porcentaje del petróleo en sitio podrá ser extraído del yacimiento, entonces es necesario considerar la aplicación de un factor de extracción (F_e). Finalmente, como un metro cúbico o barril de hidrocarburos en el yacimiento merma en volumen al llegar al tanque de almacenamiento en la superficie también es necesario tomar en cuenta este factor de merma (F_m).

Las siguientes ecuaciones sirven entonces para calcular el volumen o reservas de petróleo en sitio y el volumen de reservas probadas, o sea el volumen producible y almacenable en la superficie.

$$\text{Reservas en sitio} = Rs = \frac{A \times E_n \times ø \ (1-S_w)}{F_m}$$

$$\text{Reservas producibles} = Rp = \frac{A \times E_n \times ø \ (1-S_w)\ F_e}{F_m}$$

Caso 1

Los siguientes datos servirán para utilizar las fórmulas:

Area: 1.950 hectáreas (19,5 x 10^6 m^2)	=	A
Espesor: 65 metros	=	E_n
Porosidad: 22 %	=	ø
Saturación de agua: 30 %	=	S_w
Factor de merma: 1,15	=	F_m
Factor de extracción: 25 %	=	F_e

$$Rs = \frac{19{,}5 \times 10^6 \times 65 \times 0{,}22\ (1-0{,}30)}{1{,}15}$$

$$= 169.734.783 m^3$$

$$= 1.067.512.968 \text{ brls}$$

$$Rp = 169.734.783\ (0{,}25) = 42.433.696\ m^3$$

$$= 266.878.244 \text{ brls}$$

Caso 2

Las cifras anteriores dan pie para considerar algunos aspectos sobre el yacimiento.

1. 75 % del petróleo en sitio (127,3 MMm^3) queda como reserva remanente después de descontar el petróleo extraíble:

Reservas remanentes =
Reservas en sitio - Reservas producidas

Un cierto porcentaje adicional de reservas remanentes puede ser extraído por la aplicación de métodos de extracción secundaria (vigorización del yacimiento). Según el comportamiento del yacimiento y su sensibilidad de reacción, la vigorización puede iniciarse simultáneamente con la extracción primaria o cierto tiempo después de haber logrado determinado volumen de producción acumulada.

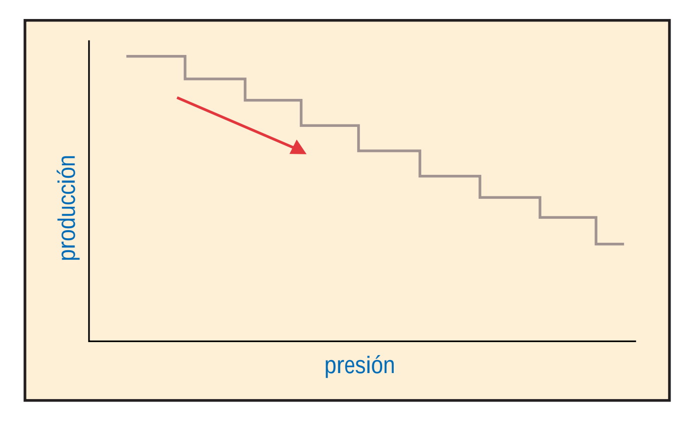


Fig. 4-45. En la medida en que el pozo o el yacimiento producen petróleo, la producción y la presión merman hasta el punto de que puede ser antieconómico.

2. Para visualizar el comportamiento del yacimiento dado como ejemplo, es necesario disponer de una cantidad y variedad de datos: presión inicial del yacimiento, presión de burbujeo (análisis P-V-T); calidad y tipos de fluidos; relaciones entre fluidos; declinación de la producción; límite económico de la producción; número máximo de pozos productores; pozos inyectores; tipos de fluidos requeridos para la vigorización; sumas de dinero para inversiones y operaciones; demostración de la rentabilidad de las operaciones.

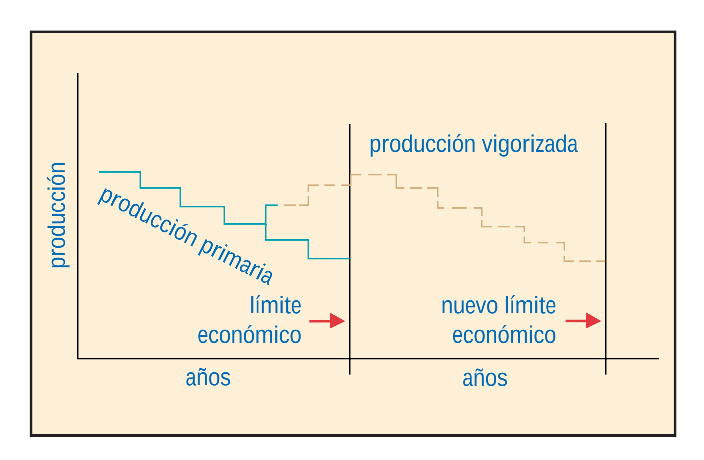


Fig. 4-46. Para prolongar el límite económico de producción del pozo o del yacimiento se recurre a la restauración la presión.

V. Mantenimiento, Estimulación y Reacondicionamiento de Pozos

Mantenimiento

Durante su vida productiva, todos los pozos requieren de mantenimiento, estimulación y reacondicionamiento.

Generalmente, el mantenimiento de los pozos de flujo natural redunda en hacer inspecciones programadas para verificar que el cabezal y sus aditamentos: manómetros, válvulas, flujoductos y estranguladores están en buen estado, para evitar fugas y desperfectos indeseables. Frecuentemente se toman muestras de petróleo en el cabezal para verificar la gravedad del crudo, porcentaje de agua y sedimentos producidos. Se observa la presión de flujo y presión en el espacio anular para determinar anomalías. A fechas determinadas se les hacen estudios de presión de fondo (estática y flu-

yente) y el pozo se pone en prueba especial de producción, a través de la estación de flujo, para determinar su comportamiento.

Atención igual se presta a aquellos pozos que producen por levantamiento artificial por gas. Es muy importante verificar el estado y funcionamiento de todos los componentes del cabezal. Es esencial cerciorarse de que la presión y el volumen de gas, continuo o intermitente, se ajustan a las magnitudes deseadas, y que la producción del pozo y su relación gas-petróleo concuerdan con las estimaciones estipuladas. De todas estas observaciones puede deducirse si las válvulas de inyección de gas en la sarta de educción están funcionando adecuadamente, si la descarga de petróleo del yacimiento al pozo no ha sufrido deterioro debido a reducción de permeabilidad en la periferia de la pared del pozo, arenamiento y/o influjo de agua.

En pozos que producen por bombeo hidráulico, se hacen inspecciones rutinarias para verificar que las instalaciones en la superficie, como son tanques, tuberías, medidores, válvulas, bombas y otros dispositivos funcionan mecánicamente bien. Por otra parte, es importante cerciorarse sobre el estado, la calidad, el volumen y la presión del fluido motriz que hace funcionar el sistema.



Fig. 4-47. Equipo utilizado en un pozo que requiere trabajos mayores de reacondicionamiento para restaurarle su productividad.

Los pozos que producen por bombeo mecánico, tipo balancín, presentan una gran variedad de desperfectos mecánicos que surgen de las características mismas del sistema, tanto en la superficie como en el mismo pozo, desde el cabezal hasta el fondo.

Fallas en la fuerza eléctrica o fuerza mecánica (motor de combustión interna) que impulsa el balancín para el bombeo, hacen que el tiempo perdido se transforme en merma de la cuota de producción del pozo.

Cualquier desperfecto en algunos de los elementos del propio balancín (engranajes, bielas, colgadores, etc.), ocasiona pérdida de bombeo de petróleo.

En el cabezal del pozo, desperfectos en el vástago pulido y el prensa-estopa pueden ocasionar derrames leves o severos de petróleo. Generalmente, las varillas de succión se sueltan o se parten. En ocasiones, la sarta de varillas se desenrosca de la bomba. En otros casos, debido a la fatiga, esfuerzos y vibración, la carrera ascendente y descendente de la sarta de varillas de succión no es sincrónica y por estiramiento causa golpeteo que puede destruir la bomba o partir las varillas. La válvula fija y la válvula viajera pueden perder su esfericidad debido a la corrosión de los fluidos o el cacarañeo por la arena que se produce con los fluidos del yacimiento, y esto merma la eficiencia del bombeo debido al escurrimiento de los fluidos.

Los pozos inyectores de gas, agua o vapor, utilizados para vigorizar la continuidad de producción de hidrocarburos del yacimiento, son también objeto de adecuado mantenimiento. Los elementos de sus respectivos cabezales (válvulas, conexiones, medidores de presión y de temperatura, registros de volúmenes inyectados, etc.), deben funcionar bien para facilitar el seguimiento de las operaciones y detectar fallas que puedan presentarse.

Estimulación de pozos

Durante el preciso período de la terminación del pozo, o durante la vida productiva del pozo, se presentan situaciones en las que el estrato productor no descarga fácilmente el supuesto volumen de hidrocarburos hacia el pozo. Algunas veces esta inconveniencia puede se sencilla y de fácil corrección, pero otras veces se puede presentar muy difícil y casi insoluble.

Succión

Durante la terminación, la estimulación más sencilla es la succión. Mientras dura la perforación y la terminación, el fluido de perforación impone contra la pared del hoyo una presión algo mayor que la mayor presión que pueda tener cualquier estrato. Esta diferencia de presión hace que la parte líquida del fluido así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtren hacia la periferia del hoyo. Si esta invasión es muy severa y extensa deteriora marcadamente la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del hoyo.

Por tanto, cuando se hagan los intentos de poner el pozo a producir no se logrará el flujo anticipado. Entonces, para remediar la situación se trata de inducir el pozo a fluir succionándolo.

Para esto se utiliza la misma tubería de educción y un cable en cuyo extremo va colgado un émbolo especial de succión. El émbolo se introduce a una cierta profundidad en la tubería, y al sacarlo facilita la extracción de cierto volumen de fluido de la tubería y a la vez impone una fuerza de succión al estrato productor. La succión del estrato se va haciendo más fuerte a medida que el émbolo va achicando el pozo a mayor profundiad.

La aplicación de la succión tiene como propósito limpiar la periferia o zona invadida del pozo y establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo utilizando la energía natural del yacimiento.

En la práctica, un mínimo de succiones pueden ser suficientes para lograr el flujo, pero a veces se succiona durante muchas horas o días sin éxito y entonces hay que recurrir a otros medios.

Inyección de fluidos

Si durante las tareas de terminación el estrato productor no permite que el petróleo fluya con facilidad, esto significa que el daño a la permeabilidad en la periferia del hoyo debe ser corregido.

La inyección de fluidos como petróleo liviano, querosén o destilados puede lograr

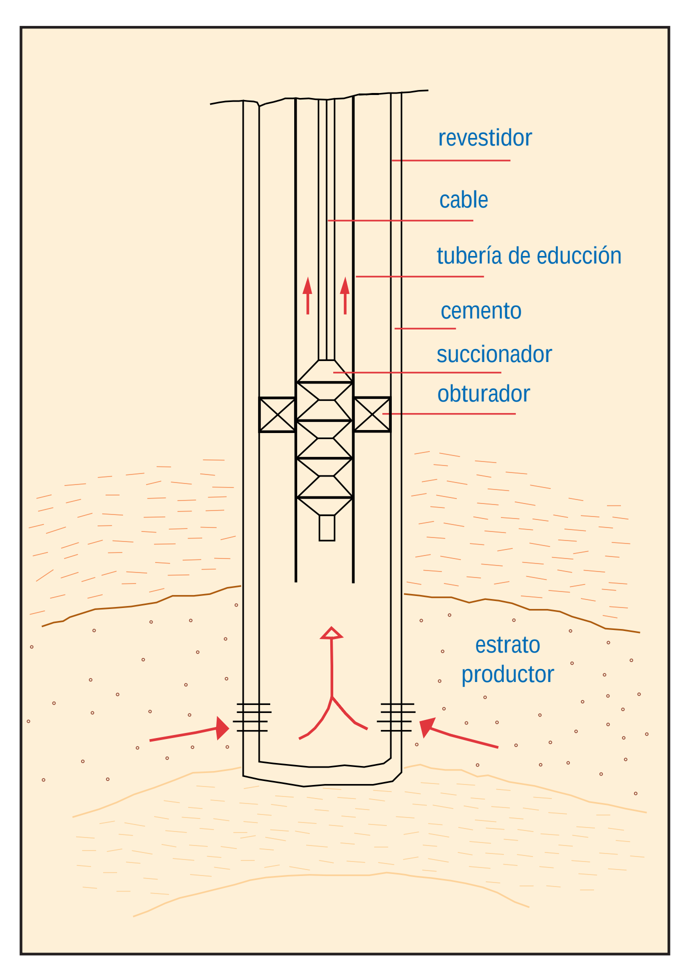


Fig. 4-48. Disposición de los elementos requeridos para succionar e inducir el flujo de petróleo de un estrato cuya permeabilidad está obstruida.

arrancar o desplazar las obstrucciones y facilitar la limpieza de los canales de flujo durante el contraflujo que se produce al poner el pozo en pruebas de producción. Para coadyuvar la acción desplazante del fluido inyectado, se puede optar por agregarle desmulsificantes o agentes que activen su desplazamiento y su acción de barrido del material que obstruye los poros.

El volumen de fluidos y aditivos y la presión de inyección dependerán del espesor del estrato, de la competencia y características de la roca, según las apreciaciones derivadas de los datos logrados por análisis de ripio, núcleos y registros petrofísicos.

Fracturamiento de estratos

En ciertas ocasiones, la inyección de fluidos a un determinado estrato puede hacerse con la deliberada intención de fracturarlo, o sea abrir canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá del hoyo, debido a que la baja permeabilidad natural, más la invasión del filtrado y partículas del fluido de perforación depositadas en el estrato, imposibilitan que pueda existir flujo hacia el pozo.

Para estos casos es muy importante tomar en cuenta la viscosidad, peso y composición del fluido, como también la presión de ruptura que debe aplicarse para fracturar el estrato. Como la inyección debe concentrarse en determinado intervalo y la prolongación del resquebrajamiento del estrato debe ser radial, es muy importante que la cementación entre el revestidor y el estrato, por encima y por debajo del intervalo escogido para hacer la inyección, sea sólida y fuerte para evitar canalización y fuga del fluido hacia arriba y/o hacia abajo, a lo largo de la cementación, o que el fluido fracture intervalos no escogidos.

Como podrá apreciarse, el fluido inyectado a alta presión penetra en el estrato como una cuña que abre canales de flujo. Sin embargo, al descartar el fluido, durante el flujo desde el estrato al pozo, puede ser que desaparezcan los canales al disiparse la presión de ruptura y asentarse el estrato, o quizás se haya logrado que permanezcan los canales estables y abiertos.

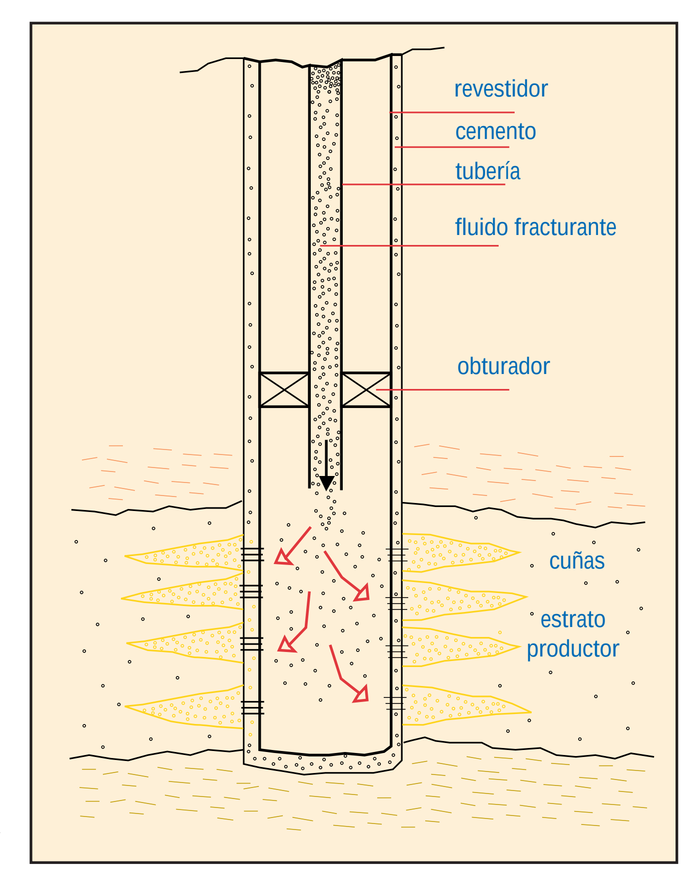


Fig. 4-49. Estimulación de la productividad del pozo por la inyección de fluido y fracturamiento del estrato mantenido por cuñas.

Otra modalidad de fracturamiento es que al fluido se le agrega, en relación de volumen por volumen, un material sólido y competente, generalmente arena de determinadas especificaciones con respecto a tamaño de granos, circularidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla al estrato, la arena va depositándose en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impedirá el asentamiento del estrato al desvanecerse la presión de ruptura y, por ende, mantendrá los canales de flujo abiertos.

Este procedimiento ha dado muy buenos resultados y, a medida que se ha acumulado mucha experiencia de campo, la tecnología de aplicaciones de fracturamiento ha avanzado en lo concerniente al diseño y fabricación de equipos y herramientas y en la selección, preparación y utilización de sólidos y fluidos para atender una variedad de necesidades.

Todos estos adelantos permiten hacer hoy fracturamientos masivos que involucran altos volúmenes de fluidos y sólidos. Por ejemplo, en intervalos de gran espesor, arena muy compacta y de muy baja porosidad se ha inyectado 3.262.518 litros (20.519 barriles) de fluido gelatinoso de alta viscosidad, preparado con polímeros, aditivos corrientes y cloruro de potasio, sin agregarle hidrocarburos. A este fluido se le mezclaron 711.364 kilos (0,22 kilos/litro) de arena de tamaño de tamiz 20-40. La inyección se efectuó sin contratiempos y se logró irradiar largos canales de flujo que permitieron al intervalo producir gas en cantidades comerciales.

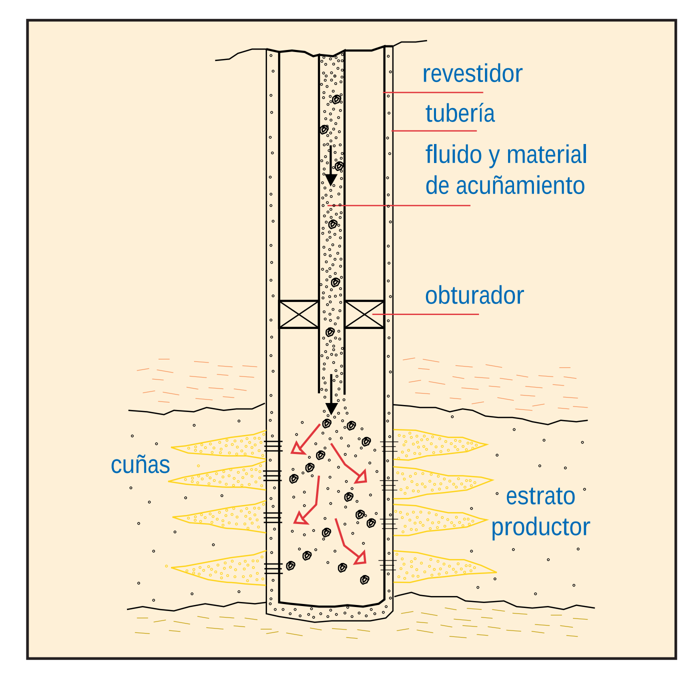


Fig. 4-50. Fracturamiento del estrato e inyección de material sólido para lograr mejor productividad del pozo.

Acidificación

La acidificación de estratos petrolíferos constituye una de las aplicaciones más viejas empleadas por la industria petrolera en la estimulación de pozos. Empezó a utilizarse desde 1895. Como las rocas petrolíferas pueden contener carbonato de calcio ($CaCO_3$, caliza), el ácido clorhídrico (HCl) en solución de 15 %, ha sido un buen disolvente que ayuda a abrir canales de flujo en el estrato productor. La reacción química se realiza según la siguiente fórmula:

$$2HCl + CaCO_3 = CaCl_2 + H_2O + CO_2$$

Después de la reacción se obtiene cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono, como resultado de la descomposición del carbonato de calcio por el ácido.

La cantidad de ácido requerida está en función del volumen de roca que se propone tratar. Para apreciar ese volumen se recurre a ensayos de laboratorio, utilizando ripio y/o núcleos del estrato, como también otros datos petrofísicos y experiencias de acidificaciones anteriores en el área o sitio de operaciones.

Durante los años, el diseño y realización de tareas de acidificación de pozos petrolíferos han evolucionado en todos los aspectos. Los análisis básicos de laboratorio son más extensos y fundamentales para determinar las características físicas y químicas de las rocas y sus reacciones a los diferentes tipos de ácidos aplicables como: puros, concentrados, diluidos o gelatinosos. Factores como la viscosidad, densidad, temperatura, presión, penetración y celeridad o amortiguación de la reacción son evaluados con miras a obtener el mejor resultado posible. Como los ácidos clorhídricos y fórmicos son corrosivos, se dispone de inhibidores y otros aditivos que permiten aminorar su corrosividad en el equipo de acidificación y las tuberías del pozo mismo.

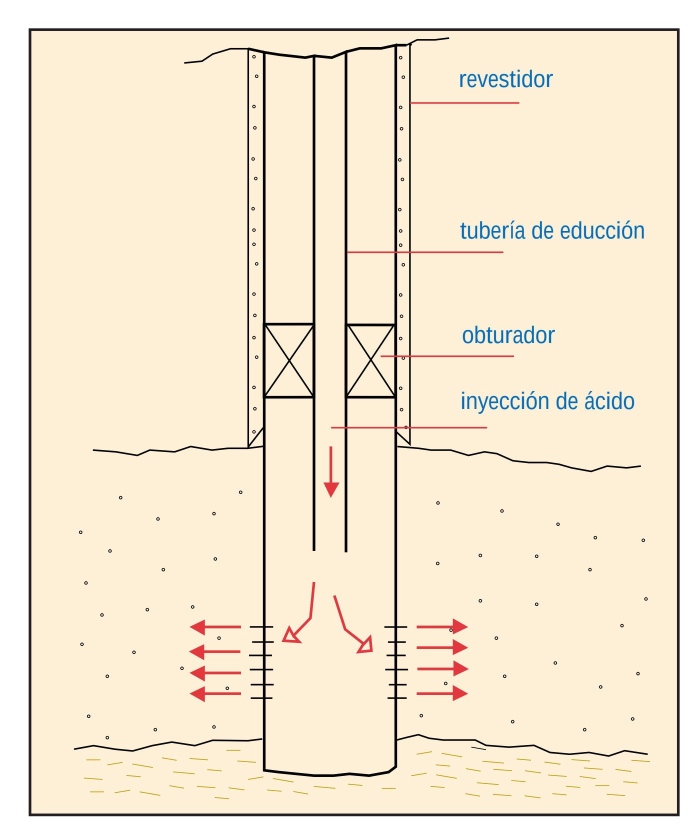


Fig. 4-51. Disposición de los elementos requeridos para estimular el pozo mediante la inyección de ácido.

Limpieza de pozos

Desde el comienzo de la etapa de producción hasta la fecha en que cesa de ser productor comercial, cada pozo requiere de limpieza y reacondicionamientos, según los síntomas y dificultades mecánicas que presentan sus instalaciones hoyo abajo y/o el mismo estrato productor.

Los programas de limpieza y reacondicionamiento de pozos en los campos petroleros son partes importantes del esfuerzo de cada día para mantener la producción de hidrocarburos a los niveles deseados. Además, estos programas, de por sí y conjuntamente con todas las otras actividades de apoyo que requieren, representan un alto porcentaje del presupuesto de operaciones, especialmente si los pozos producen mayoritariamente por bombeo mecánico y los yacimientos tienen años produciendo.

Arenamiento

A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo.

Los casos de arenamiento son más graves y más frecuentes cuando los estratos son deleznables. Cuando se dan estratos de este tipo, la terminación del pozo se hace de manera que, desde el inicio de la producción, el flujo de arena y sedimentos sea lo más leve por el más largo tiempo posible. Para lograr esto, el tramo de la sarta de revestimiento y de

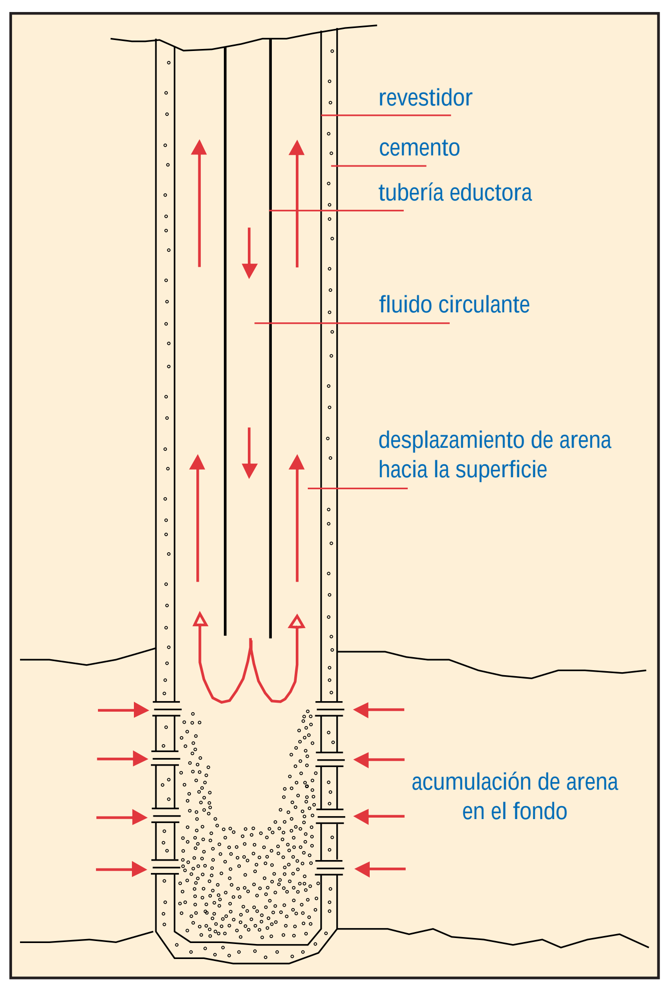


Fig. 4-52. Bombeo de fluido para limpiar un pozo arenado.

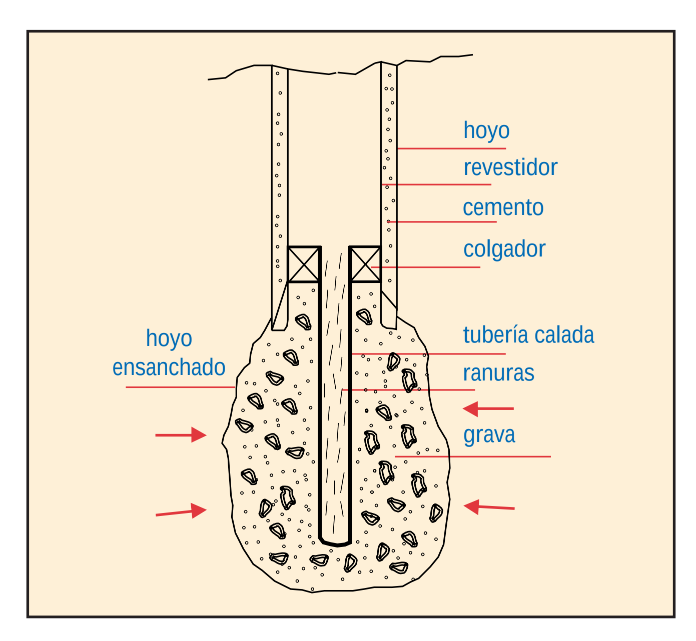


Fig. 4-53. Terminación por empaque de grava.

producción que cubre el estrato productor es de tubos ranurados especialmente. Las ranuras, cortadas de afuera hacia adentro y de apariencia cuneiforme, tienen una abertura lo suficiente estrecha, según análisis granulométrico de la arena, para retener la arena y lograr que el apilamiento de los granos sea compacto y estable y, por ende, no fluyan junto con el petróleo hacia el pozo.

Además del método anterior, existen otras modalidades para contener el flujo de arena. Hay tuberías ranuradas y preempacadas, o sea que la tubería ranurada interna viene cubierta por otras tuberías internas y el espacio anular entre estas dos tuberías está relleno de arena o material granular, lo que en sí forma un filtro y retenedor prefabricado. Otra es, a semejanza de la anterior, que el empaque con grava especialmente seleccionada se hace en sitio. Para eso, la sarta de revestimiento y de producción se hinca y cementa por encima del estrato productor. Luego se hace el ensanche del hoyo frente al estrato productor. Para revestir el hoyo ensanchado se utilizará una tubería calada (ranurada), la cual al final quedará colgada del revestidor cementado por encima del estrato productor. Antes de colgar la tubería calada, se bombea la cantidad determinada de grava para rellenar el espacio entre el estrato productor y la tubería calada. Hecho esto, se cuelga la tubería calada y se continúa con las otras faenas para poner el pozo en producción.

El arenamiento de los pozos es de ocurrencia muy común. Y para mantener los pozos en producción plena se recurre a desarenarlos y limpiarlos utilizando fluidos debidamente acondicionados que se bombean progresivamente hasta el fondo para extraer la arena y sedimentos hasta la superficie por circulación continua.

Algunas veces no es suficiente la circulación de fluidos y hay que utilizar achicadores o bombas desarenadoras en el fondo del pozo para poder hacer la limpieza.

Además de disminuir la capacidad productiva del pozo, la presencia de arena en el pozo es dañina porque a medida que fluye

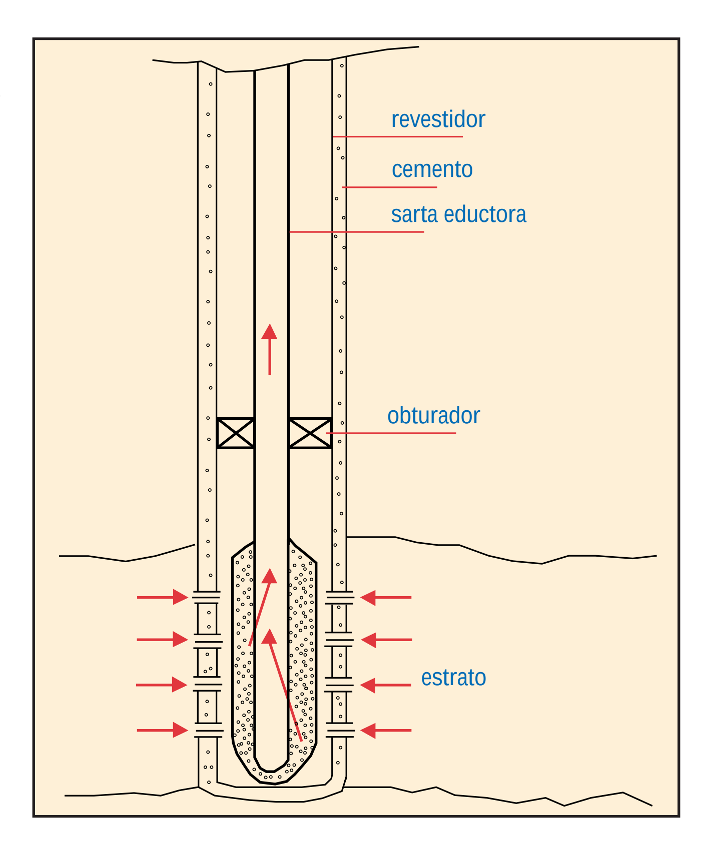


Fig. 4-54. Tuberías caladas concéntricas preempacadas.

con el petróleo causa cacarañeo, corrosión o abrasión de las instalaciones en el pozo y en la superficie. En el caso de pozos de flujo natural, la velocidad del flujo hace que la arena y sedimentos acentúen su poder de desgaste sobre las instalaciones. En los pozos de bombeo mecánico, a veces, es muy serio el daño que la arena causa a la bomba y sus partes, principalmente a las varillas de succión, al vástago pulido y a la sarta eductora.

Acumulación de parafina

Cuando se habla de la densidad de los petróleos se dice, en sentido general, que son extrapesados, pesados, medianos, livianos o condensados. Cuando se habla de su composición, se dice que son de base parafínica, asfáltica o mixta. Ambas clasificaciones se emplean para apuntar las características físicas de los crudos: densidad o gravedad API, viscosidad o fluidez, hasta el color y posibles contenidos de sal, azufre y metales, su flujo en el yacimiento, expectativas de extracción y modalidades de la producción primaria y subsecuentes aplicaciones de métodos de extracción vigorizada.

Los crudos parafínicos tienen algo de asfalto y viceversa, de allí la catalogación de base mixta.

La temperatura es factor importante que afecta el comportamiento de la viscosidad del crudo, desde el yacimiento hasta la superficie. A medida que el crudo fluye del yacimiento al pozo y hasta la superficie, la disminución de la temperatura hace al crudo más viscoso, especialmente si el crudo es pesado o extrapesado, los cuales generalmente son de tipo asfáltico o nafténico. La disminución de temperatura o enfriamiento causa el desprendimiento de partículas de parafina. Esta cera o parafina que no arrastra el flujo tiende a obstruir los canales de flujo en la periferia del estrato productor alrededor de la pared del hoyo, reduciendo así la productividad del pozo. De igual manera, el flujo hacia la superficie va depositando parafina en la pared de la tubería, con la consiguiente reducción del diámetro interno y, por ende, merma en el volumen de producción.

La parafina y residuos que se desprenden del crudo y que lentamente se van depositando en los canales de flujo del pozo tienen que ser removidos por medios mecánicos, químicos o térmicos. Por ejemplo, se utilizan:

• Raspadores, succionadores, cortadores, tirabuzones o escariadores, que se introducen en la tubería de educción o en el revestidor para efectuar la limpieza mecánicamente, o

• Se recurre a la utilización de solventes como petróleo caliente, querosén, gasóleo o gasolina o substancias químicas que produzcan generación de calor para ablandar y desplazarlas por medio de circulación continua, o

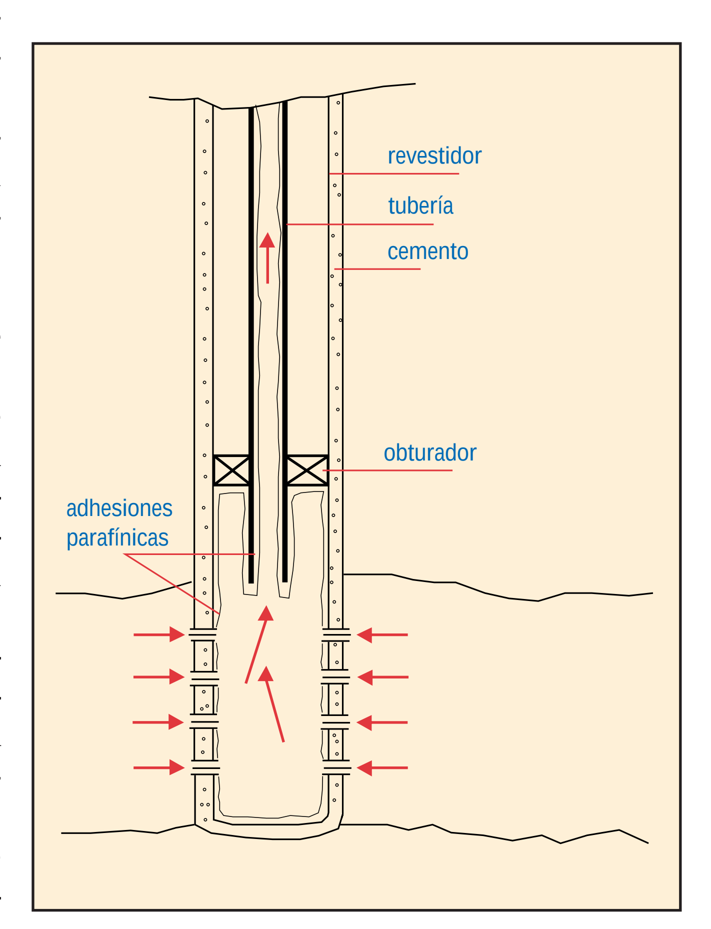


Fig. 4-55. Adhesiones de parafina que obstruyen la producción del pozo y merman su potencial.

• Muchas veces se utiliza vapor o agua caliente, o se inyecta aire comprimido caliente o gas, o

• Cuando las adhesiones son muy rebeldes en la pared del hoyo del estrato productor y en la misma periferia del pozo, entonces se recurre a escariar o ensanchar el hoyo en el estrato productor.

Como podrá apreciarse, la necesidad de mantener los pozos en buen estado para que produzcan diariamente su cuota de hidrocarburos, es tarea diaria que ocupa a cierto número de personal de producción.

Reacondicionamiento de pozos

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la continua utilización del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y alcances que el mantenimiento, la estimulación o limpieza corrientes. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican según su mecanismo y mecánica de producción como de flujo natural, de levantamiento artificial por gas, de bombeo mecánico o bombeo hidráulico, de flujo por inyección alterna o continua de vapor, o como inyectores de gas o de agua, o como pozos de observación. Así que durante su existencia como pozo productor, el pozo puede cambiar de estado una o varias veces, y ese cambio o cambios puede requerir varios reacondicionamientos. Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como pozo productor por flujo natural pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico. Quizás en la etapa final de su vida útil puede ser convertido a inyector o a pozo de observación. O, a lo mejor, requiere que el estrato productor original sea abandonado y el pozo reterminado en un estrato superior como productor de un yacimiento distinto. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue originalmente terminado el pozo, no existan posibilidades de una reterminación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar horizontes desconocidos más profundos o hacer una terminación más profunda en yacimientos ya conocidos.

Todas las alternativas antes mencionadas exigen estudios y evaluaciones precisas que desembocan en inversiones y costos mayores, los cuales deben ser justificados técnica y económicamente con miras a la rentabilidad requerida.

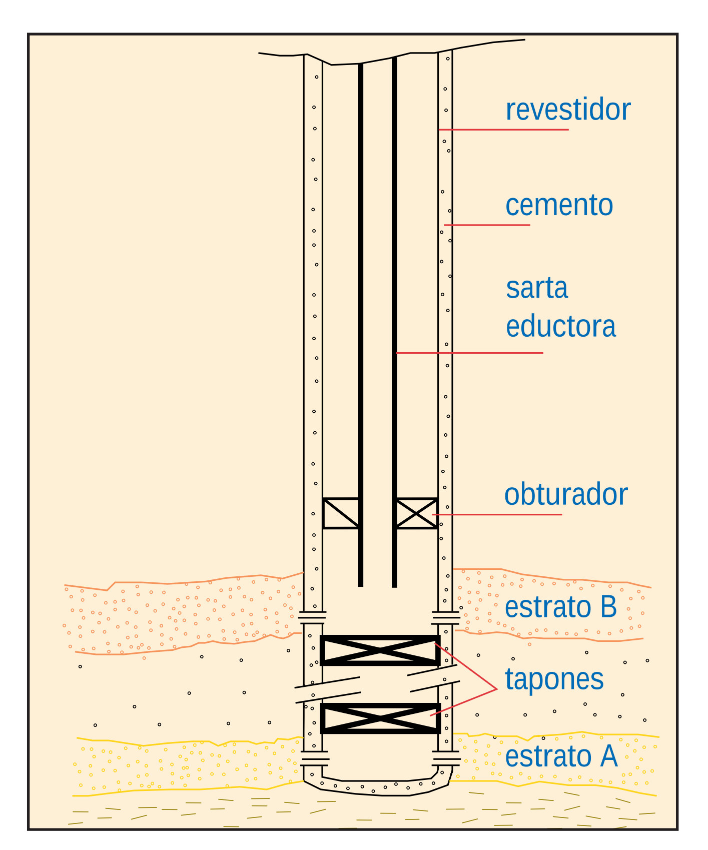


Fig. 4-56. Abandono del estrato inferior A y reterminación del pozo en el estrato B.



Fig. 4-57. Reactivación de pozos en Pedernales, Delta Amacuro.

Tareas para reacondicionamiento de pozos

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario preparar programas cronológicos de operaciones que describen la selección y ejecución apropiadas de una variedad de tareas, ajustadas a una secuencia técnica y seguridad requeridas para evitar accidentes.

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y el contenido del programa a seguir. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones.

Entre la variedad de tareas que puede tener un programa de reacondicionamiento, sin que la lista que sigue sea exhaustiva, cabe mencionar las siguientes:

• Estudio minucioso del archivo del pozo, para apreciar y dilucidar sobre aspectos:

- Geológicos.
- Perforación original.
- Terminación original.
- Trabajos posteriores de limpieza, estimulación o reacondicionamiento.
- Estado físico actual y disposición de las sartas y otros aditamentos en el pozo.

• Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir:

- Nuevos objetivos y razones técnicas y económicas que apoyan el programa.

-Detalles de las operaciones:

Tipo de equipo requerido.

Tiempo de las operaciones.

Inversiones y/o costos.

Estado físico y condiciones mecánicas de las instalaciones dentro del pozo.

Tipo y características de los fluidos requeridos para la limpieza/reacondicionamiento o perforación.

Control del pozo.

Extracción de sartas y otros aditamentos del hoyo.

Circulación del fluido y limpieza.

Recañoneos (intervalos).

Inyección de fluidos.

Forzamiento de arena.

Cementación forzada.

Taponamientos.

Corte y extracción de revestidor.

Abandono de la parte inferior del hoyo original.

Desportillar el revestidor.

Perforación direccional, de largo alcance, horizontal o inclinada.

Registros.

Núcleos.

Revestidores y cementación.

Pruebas.

Conclusión de las operaciones.

• Solicitudes previas de permisos ante los organismos gubernamentales, y participaciones, reseñas, notas o informes posteriores sobre el resultado de las operaciones.

VI. Crudos Pesados/Extrapesados

Desde decenios de años se conoce la existencia de depósitos de crudos pesados y extrapesados que hoy atraen la atención de los petroleros del mundo.

Tal es el caso de la Faja del Orinoco aquí en Venezuela, como también áreas de petróleos pesados y extrapesados en California,

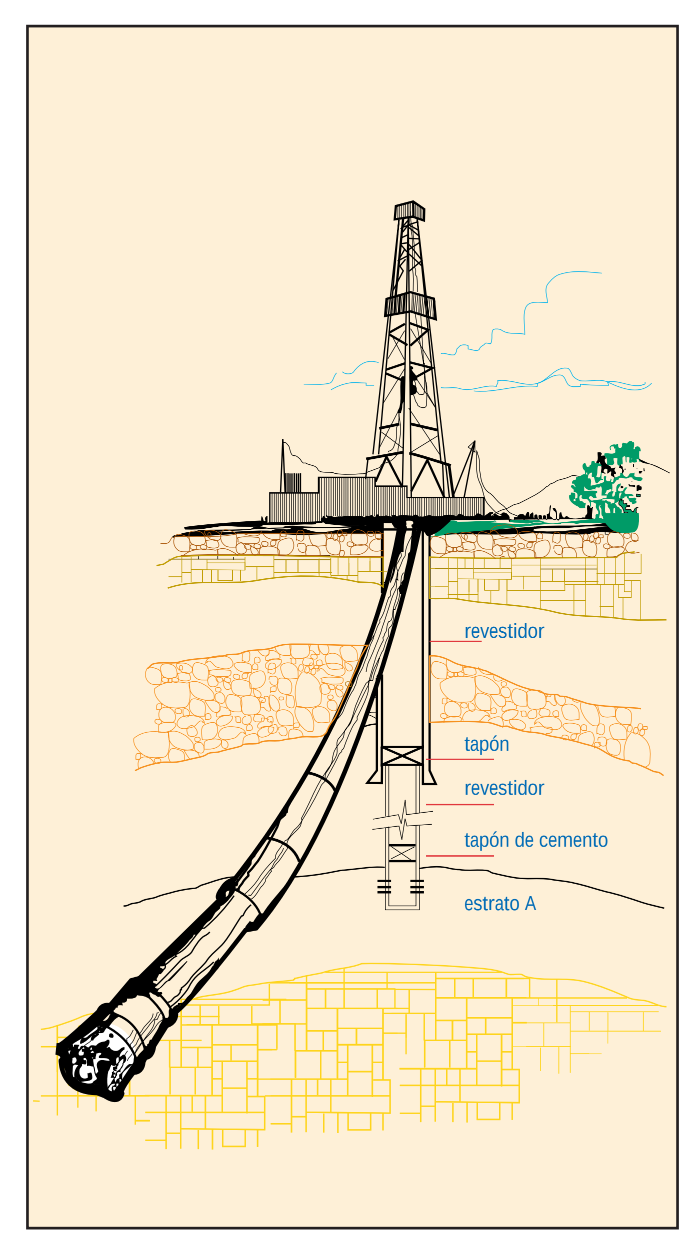


Fig. 4-58. Abandono de la parte inferior de un pozo y utilización de su parte superior para alcanzar objetivos más profundos a través de la perforación direccional.

Canadá, México y otros sitios. Las razones por las que estos crudos no se produjeron anteriormente, se deben principalmente a sus características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia.

Las evaluaciones de los recursos petrolíferos mundiales asomaron la conclusión de que las reservas probadas aseguradas y las probables y posibles por contabilizar en las cuencas sedimentarias conocidas no serían suficientes para abastecer el mundo a largo plazo. Posiblemente las áreas vírgenes restantes y todavía en espera de estudios y evaluaciones tampoco contribuirán suficientemente a los inmensos volúmenes de petróleo requeridos para el futuro. Por tanto, las áreas ya conocidas de petróleos pesados y extrapesados comenzaron a tener importancia mundial y a ser estudiadas y evaluadas detalladamente. Un ejemplo de este esfuerzo lo constituye el estudio de la Faja del Orinoco (H. Velarde y J.A. Galavís, CVP/MMH, respectivamente, 1976), en el cual se pronosticó la existencia de 700.000 millones de barriles de petróleo en sitio. Desde esa fecha, la progresiva evaluación de la Faja mediante la exploración sísmica, el taladro y las pruebas de producción indican que el volumen de petróleo en sitio puede ser del orden del billón (10^{12}) de barriles. Esta es una cifra fantástica. Pero veamos.



Fig. 4-59. Vista de una concentración o macolla de pozos, perforados desde un solo sitio, en Cerro Negro, Faja del Orinoco, estado Monagas.

Características

Una de las características de los crudos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API). En la escala °API, los crudos extrapesados caen en el rango 0,0-9,9 °API y los pesados en el rango 10-21,9 °API. Así que el rango general que cataloga a ambos tipos de crudos es 0,0-21,9 °API.

La viscosidad o fluidez de estos crudos es bastante alta, de 500 a 1.500 SUS (Viscosidad Universal Saybolt, que representa el tiempo en segundos para que un volumen de fluido de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante). En la escala de viscosidad en centipoise, estos crudos tienen una viscosidad entre 1.200 y 95.000 centipoise. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 centipoise de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos crudos. La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, de aquí a la superficie, y luego en el transporte e instalaciones de refinación. Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o diluentes.

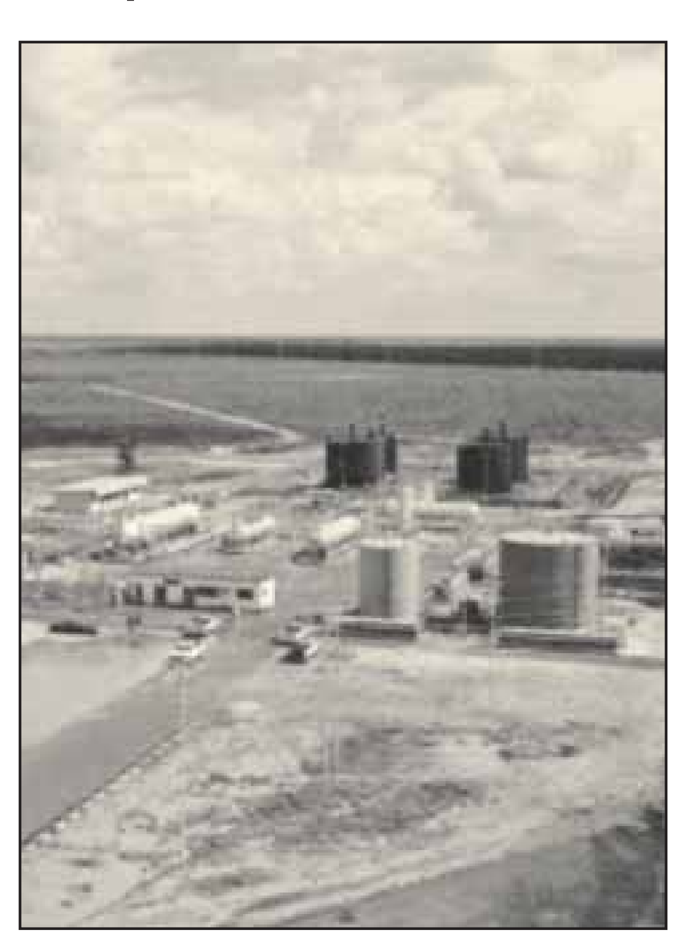


Fig. 4-60. Vista de instalaciones en Cerro Negro, Faja del Orinoco, estado Monagas.

Además de lo antes dicho, otras características de estos crudos, y no tanto así de los crudos medianos y livianos, es que por peso tienen un alto contenido porcentual de azufre -1 a 8 %-. De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y también contienen metales (níquel, vanadio y otros) en volúmenes de 100 a 500 ppm y por tanto tienen cierto poder corrosivo. A veces pueden tener también cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, que también es muy corrosivo y venenoso.

Todo esto hace que la refinación de estos crudos requiera métodos y tratamientos especiales para mejorar su calidad y obtener los resultados deseados de comercialización.

De los yacimientos y los crudos pesados y extrapesados

Generalmente hablando, se dice que los crudos pesados y extrapesados se encuentran a profundidades someras, 1.000 a 1.500 metros (3.280 a 4.920 pies). Sin embargo, también se encuentran a profundidades mayores.

También, generalmente hablando, se dice que los crudos medianos y livianos, principalmente, no se encuentran sino a profundidades mayores de 1.500 metros (4.920 pies). La realidad geológica y la experiencia demuestran lo contrario. En varias partes del mundo hay yacimientos de crudos livianos a poca profundidad.

Tabla 4-4. Comparación de dos crudos venezolanos, uno extrapesado de la Faja (Morichal, estado Monagas) y uno liviano (Ceuta, estado Zulia)

	Morichal	Ceuta
Propiedades		
Gravedad, °API	9,6	33,8
Viscosidad, SUS a 99 °C	2.650	<45
Azufre, %	4,13	0,95
Metales, ppm (Ni +V)	468	101
Rendimiento, % volumétrico		
Nafta (C_5 - 190 °C)	<1	26
Destilados medios (190° - 343 °C)	11	28
Gasóleo de vacío (343° - 566 °C)	39	31
Residuo de vacío (566 °C +)	49	15

Tabla 4-5. Comparación del crudo extrapesado (Morichal) sin tratar y mejorado

	Sin tratar	Mejorado
Propiedades		
Gravedad, °API	9,6	23,6
Viscosidad, SUS a 99 °C	2.650	60
Azufre, %	4,13	0,28
Metales, ppm (Ni +V)	468	27
Rendimiento, % volumétrico		
Nafta (C_5 - 190 °C)	<1	7,5
Destilados medios (190° - 343 °C)	11	32
Gasóleo de vacío (343° - 566 °C)	39	43
Residuo de vacío (566 °C +)	49	23

Fuente: Gulf Science and Tecnology Co. (GSTC), Oil and Gas Journal, January 7, 1980, p. 75.

Tabla 4-6. Ejemplos de crudos extrapesados y pesados y la profundidad de su ubicación

Venezuela	Boscán	10 °API a 2.440 metros (8.000 pies)
	Zumo	17,9 °API a 2.800 metros (9.184 pies)
	Quiriquire	16 °API a 2.195 metros (7.200 pies)
Perú	Bartra	11,5 °API a 2.723 metros (8.931 pies)
México	Ayapa	7,2 °API a 2.500 metros (8.200 pies)
Colombia	Yarigui	19,2 °API a 2.652 metros (8.698 pies)

Tabla 4-7. Ejemplos de crudos livianos y la profundidad de su ubicación

Venezuela	Ruiz	32 °API a 1.372 metros (4.000 pies)
	Budare	31,5 °API a 2.800 metros (9.184 pies)
Alemania	Wehrbeck	33 °API a 1.036 metros (3.398 pies)
Australia	Baraconta	62,8 °API a 1.387 metros (4.550 pies)
Inglaterra	East Midlands	35 °API a 1.067 metros (3.500 pies)

La Faja del Orinoco

La Faja tiene unos 700 kilómetros de largo y arranca desde Tucupita, Delta Amacuro, atraviesa los estados Monagas y Anzoátegui, y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 kilómetros y su área abarca unos 53.720 kilómetros cuadrados.

Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco porque en parte su límite sur corre a lo largo y cercano al río. El delineamiento de su parte norte se fue construyendo desde mediados de los años treinta, a medida que el taladro exploraba la cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección este-oeste y viceversa hacia el sur. Ejemplos de los campos descubiertos entonces son: Temblador 1936, Pilón 1937, Uracoa 1937, Los Caritos 1940, Tucupita 1945, Jobo 1956 y Morichal 1958.

Muy característico de la mecánica y comportamiento de la producción de los yacimientos de crudos pesados es que el volumen extraíble inicial está entre 3 y 10 %. Sin embargo, aún así, en el caso de la Faja, dada la inmensa cifra de petróleo en sitio (un billón de barriles), la extracción primaria corre entre 30.000 millones y 100.000 millones de barriles. Mas, si mediante la aplicación de métodos de mejoramiento de la producción (por ejemplo, las inyecciones de vapor) se logra duplicar la extracción primaria, entonces el volumen producible estaría entre 60.000 millones y 200.000 millones de barriles. Esta cifra será mejor apreciada cuando se compara con los 46.421 millones de barriles de crudo de todo tipo producidos en Venezuela durante setenta y siete años (1917- 1994).

Otra de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos extrapesados y pesados es que son arenas no consolidadas, o sea que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí y por lo tanto son bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad pero al ser penetrado por la barrena la pared del hoyo es bastante inestable y en caso de tomar núcleos mediante métodos convencionales la operación se hace imposible. La alternativa es utilizar sacanúcleos que tienen portanúcleos de goma para lograr la mayor extracción posible. Tal procedimiento permite, al menos, apreciar en cierto grado el estado de la muestra extraída y aspectos de la formación y del crudo en condiciones casi originales de soterramiento. Para lograr éxito en la perforación y en la extracción de núcleos se requiere la utilización de ciertos tipos de fluidos fuera de lo común.

Por otra parte, las formaciones deleznables exigen que el pozo sea terminado utilizando empaques apropiados de grava para inducir el apilamiento y la estabilidad de la formación. Esto es primordial para evitar el arenamiento del pozo durante el mayor tiempo posible.

Además, si el pozo va a ser sometido a inyección de vapor, la sarta de revestimiento tiene que ser cementada tomando en consideración este hecho y, de igual manera, la sarta de producción y sus elementos conexos tienen que ser escogidos selectivamente para cumplir su funcionamiento bajo altas temperaturas.

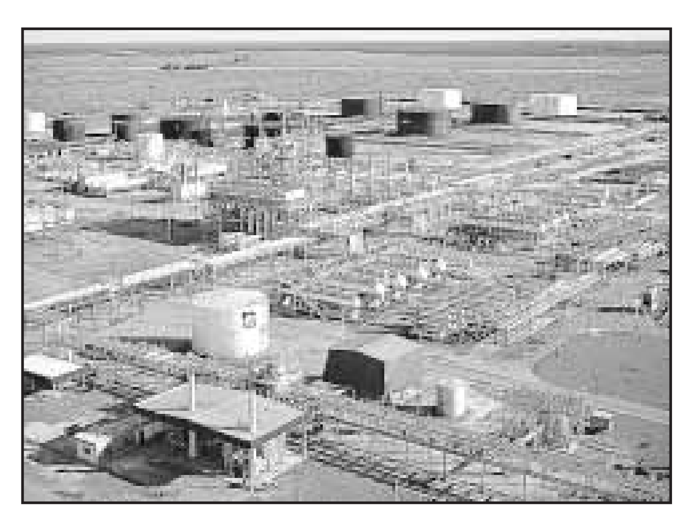


Fig. 4-61. Módulo de producción y emulsificación. Faja del Orinoco.

Otras de las características de este tipo de crudos es que están acompañados de muy poco gas, situación que no ayuda al mecanismo natural de producción del yacimiento y al flujo ascendente del petróleo por la sarta hacia la superficie. Por tanto, difícilmente son pozos de flujo natural.

Interés por la Faja

El interés por la Faja renació en 1969 cuando el entonces ministro de Minas e Hidrocarburos encomendó a la antigua CVP la perforación de tres pozos estratigráficos en el área La Canoa, estados Monagas y Anzoátegui.

En la historia petrolera mundial abundan episodios muy interesantes. Aquí en Venezuela, la idea de perforar la localización La Canoa N° 1, en las coordenadas Maturín N.75.752,34 y E.129.121,20 a 137 metros sobre el nivel del mar, en el distrito Independencia, estado Anzoátegui, se debe a G. Moses Knebel, geólogo y ejecutivo de la Standard Oil Company of Venezuela, quien en correspondencia de enero de 1935 se dirigió a Henry E. Linam, presidente de la empresa, en estos términos:

"Su objetivo principal será determinar las posibilidades de producción de la pronunciada línea de domos del basamento enterrados en la parte sur de los estados Anzoátegui y Monagas... Esta localización cae en la cresta de una altura sísmica y cerca del eje de una máxima anomalía detectada por balanza de torsión. Se espera encontrar el granito a 900 metros o ligeramente por encima de 3.000 pies".

Linam y los directivos corresponsales en Nueva York aprobaron el proyecto y la localización fue declarada super secreta. Por órdenes escritas de Linam sólo el geólogo, R.B. Kester y K.C. Steer podrían ver los núcleos extraídos o información derivada del pozo. Mas, Linam quiso darle una gran importancia al inicio de este pozo y se sugirió como testigo la presencia de un jefe civil pero él prefirió que fuese un juez. El pozo fue comenzado el 16 de octubre de 1935 y terminado el 7 de enero de 1936 a la profundidad de 1.175 metros (3.854 pies). El revestidor de producción de 219 milímetros de diámetro (8 5/8 pulgadas) fue hincado a 1.128 metros (3.700 pies). El pozo produjo erráticamente y por cabezadas petróleo más pesado que el agua, menos de 10 °API. Una prueba dio 120 barriles por día.

El intento de buscar y ubicar hidrocarburos en el área no fue en vano. La Canoa N° 1 fue el primer pozo que reveló lo que años más tarde se convirtió en la Faja del Orinoco, nombrada así por su proximidad a la costa norte del río. (Fuente: Historia del pozo La Canoa N° 1, Archivo de Geología, Lagoven S.A.).



Fig. 4-62. Tanques de almacenamiento de Orimulsión® en la terminal de Jose, estado Anzoátegui.



Fig. 4-63. Tanquero en la monoboya de la terminal de Orimulsión® en Jose.

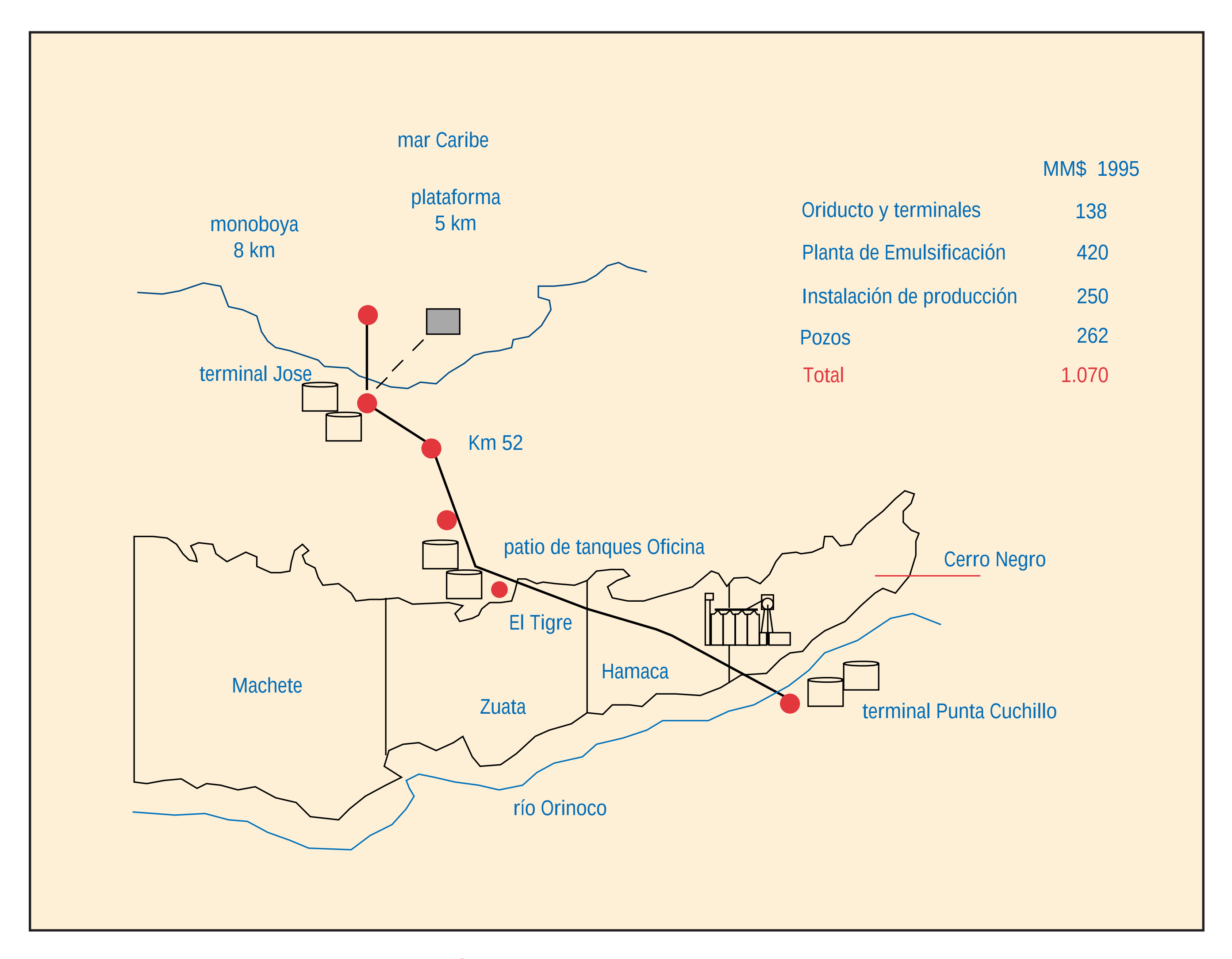


Fig. 4-64. Plan de desarrollo de la Orimulsión®, 1995-2000 (ver Capítulo 13, Fig. 13-1, p. 534).

Hoy la Faja representa un polo importantísimo de producción de crudos pesados/extrapesados. Mediante las actividades y experimentos de laboratorio y de campo, en Morichal, estado Monagas, realizados por Intevep, Lagoven y Bitor, se comercializa el combustible Orimulsión®, cuyas características y calidad han sido aceptadas en varios centros industriales del mundo. En 1994 la producción de Orimulsión® creció 30 % y fue de 2,453 millones de toneladas métricas.

En 1973, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos contrató con la CVP la perforación de 14 pozos estratigráficos en la Faja y anunció también que el desarrollo de la Faja no sería negociado con terceros sino que sería encomendado a la CVP. A medida que se fue obteniendo la información deseada y perfilándose la potencialidad del área en 1974, el Ministerio encomendó la perforación de 32 pozos estratigráficos, y estableció en ese despacho la Dirección de la Faja del Orinoco.

En el mismo año de 1974, la Creole Petroleum Corporation propuso al Ministerio de Minas e Hidrocarburos un proyecto de largo alcance para desarrollar la Faja del Orinoco y confirmar el potencial de producción de los yacimientos.

Los estudios de 66 pozos estratigráficos confirmaron la extensión y el alcance del potencial de la Faja. Para diciembre de 1975 la Mobil, por orden del Ministerio de Minas e Hi-

drocarburos, había profundizado el pozo Carrizal-2X hasta 3.035 metros (9.955 pies), cuyo propósito fue llegar hasta la formación Carrizal del Jurásico. El 31 de diciembre de 1975 a las 24:00 horas terminaba el régimen de concesiones y la industria petrolera era nacionalizada. Todos los activos y operaciones de las ex concesionarias pasaron a ser patrimonio de la Nación, a través de Petróleos de Venezuela S.A. y sus filiales.

Iniciada la estatización de la industria petrolera venezolana, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos encomendó a la nueva empresa Meneven, filial de Petróleos de Venezuela, la perforación de una serie de pozos exploratorios a lo largo del borde de la cuenca de Maturín.

Más adelante, en octubre de 1977, el Ministerio traspasó a PDVSA toda la administración y el desarrollo de la Faja del Orinoco.

En 1993, el Congreso de la República aprobó dos proyectos integrados de asociación entre Maraven y socios internacionales para diversificar los riesgos económicos asociados a la conversión de los crudos de la Faja y, al mismo tiempo, garantizar el acceso a nuevos mercados. Además, para 1996 estaban en fase de definición dos nuevos proyectos liderados por Corpoven y Lagoven. Estos proyectos aportarían en total una producción dentre 400.000 y 500.000 barriles diarios de crudo mejorado a principios de la próxima década.

Los convenios Maraven-Conoco y Maraven-Total-Statoil-Norsk Hydro contemplan la producción y mejoramiento del bitumen proveniente de Zuata, el cual será enviado a Jose para su procesamiento.

Como resultado de la asociación Maraven-Conoco fue creada la empresa privada Petrozuata, con participación accionaria de ambas empresas. Esta será responsable de gerenciar, durante treinta y cinco años, las actividades de producción de 120.000 barriles diarios de crudo de 9 °API, el cual será mejorado en la planta de Jose para obtener un crudo de 21 °API aproximadamente, así como 3.000 toneladas diarias de coque y 200 toneladas diarias de azufre. Toda la producción será comercializada en Estados Unidos.

El proyecto Maraven-Total-Statoil-Norsk Hydro también prevé la conformación de una empresa mixta y contempla la producción de 100.000 barriles diarios de crudo mejorado de 31 °API, 3.000 toneladas diarias de coque y 500 toneladas diarias de azufre.

La tercera asociación entre Corpoven y Arco International Oil and Gas Company tiene previsto producir y mejorar unos 200.000 barriles diarios de crudo de mediana gravedad y moderado contenido de azufre, proveniente del área de Hamaca.

El cuarto proyecto entre Lagoven y Mobil prevé la producción de 100.000 barriles diarios de la zona de Cerro Negro.

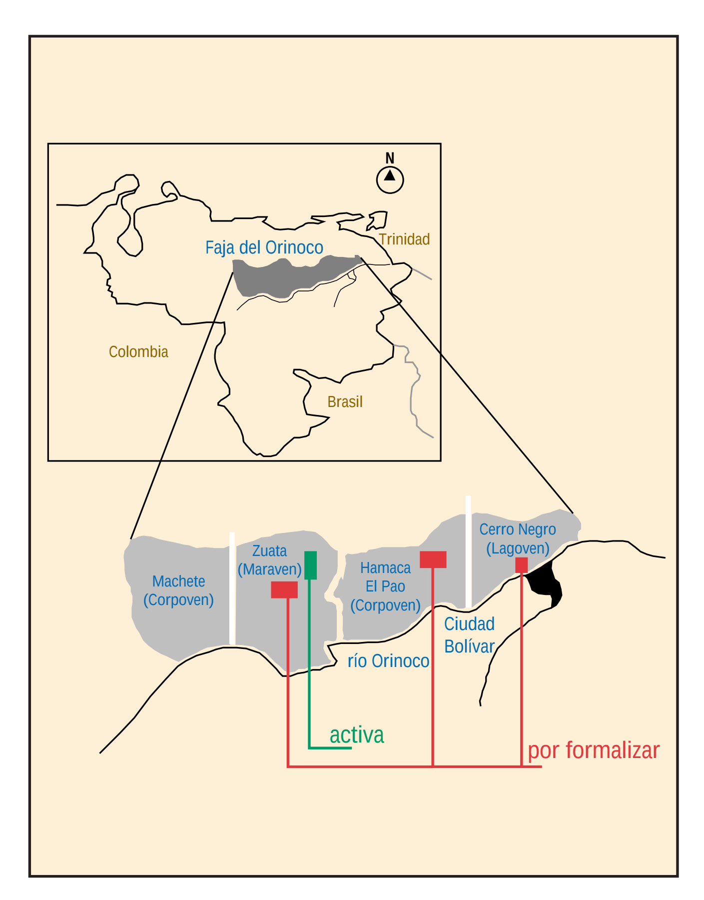


Fig. 4-65. Asociaciones estratégicas en la Faja del Orinoco.

Tabla 4-8. Asociaciones estratégicas, Faja del Orinoco

Area	Empresa	País de origen
Zuata	Maraven-Conoco	Venezuela-EE.UU.
Zuata	Maraven-Total-Statoil-Norsk Hydro	Venezuela-Francia-Noruega
Hamaca	Corpoven-Arco-Phillips-Texaco	Venezuela-EE.UU.
Hamaca	Corpoven-Exxon	Venezuela-EE.UU.
Cerro Negro	Lagoven-Mobil-Veba Oel	Venezuela-EE.UU.-Alemania

Como resultado de la apertura petrolera (ver Capítulo 13, “Petróleos de Venezuela”, p. 555), el Ministerio de Energía y Minas y Petróleos de Venezuela, con la anuencia del Ejecutivo Nacional, a mediados de julio de 1997 iniciaron la transformación organizativa de la corporación. Por tanto, las funciones y actividades de las tres operadoras Corpoven, Lagoven y Maraven pasaron a la nueva empresa PDVSA Exploración y Producción, la cual asumió todo lo concerniente a las asociaciones estratégicas en la Faja del Orinoco y, al efecto, entre las cinco nuevas unidades de negocios creadas una ha sido denominada PDVSA Faja del Orinoco (ver Fig. 13-7, p. 558).

Referencias Bibliográficas

1. **API Well Data Glossary and Unique Well Numbering**, American Petroleum Institute, Dallas, Texas, 1966.

2. BUITENKAMP, Rob; FISCHER, Steve; REYNOLDS, Jim: "Well claims world record for horizontal displacement", en: **World Oil**, October 1992, pp. 41-44.

3. CALHOUN, John Jr.: **Fundamentals of Reservoir Engineering**, University of Oklahoma Press, Norman, Oklahoma, 1947.

4. CAMPBELL, John M.: **Oil Property Evaluation**, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1959.

5. CLOUD, Wilbur F.: **Petroleum Production**, University of Oklahoma Press, Norman, Oklahoma, 1939.

6. CRAFT, Benjamin C.: **Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos**, Editorial Tecnos, Madrid, 1968.

7. DAVIS, Thomas L.; BENSON, Robert D.: "Characterizing fractured reservoirs", en: **World Oil**, March 1992, pp. 63-66.

8. EAKIN, J.L. et al.: **A Review of Well Simulation**, Bureau of Mines, U.S. Departament of the Interior, Washington D.C., 1964.

9. FRASER, Lindsay J.: "How to select drilling fluids for horizontal wells", en: **World Oil**, May 1993, pp. 59-68.

10. FRICK, Thomas C. et al.: **Petroleum Production Handbook**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1962.

11. GILMAN, J.R.; JARGON, J.R.: "Evaluating horizontal vs. vertical well performance", en: **World Oil**, June 1992, pp. 55-60; April 1992, pp. 67-72.

12. GLASSTONE, Samuel: **Textbook of Physical Chemistry**, D. Van Nostrand Company, New York, 1947.

13. GONZALEZ DE JUANA, Clemente et al.: **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**, Ediciones Foninves, Caracas, 1980.

14. HALBOUTY, Michel T.: **Geology of Giant Petroleum Fields**, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 1970.

15. HERBECK, E.F. et al.: "Fundamentals of Tertiary Recovery", en: **Petroleum Engineer**, January 1976, p. 33.

16. HEROLD, Stanley C.: **Oil Well Drainage**, Standard University Press, Palo Alto, California, 1941.

17. MARL, J.L.; WITTRISCH, Christian; GEOFER, Raúl; SPREUX, A.M.: "Vertical Seismic Profile in Horizontal Wells", en: **Journal of Petroleum Technology**, December 1990, pp. 1486-1493.

18. MARTINEZ, Aníbal R.: **Cronología del Petróleo Venezolano**, Volumen II, 1943-1993, Ediciones CEPET, Caracas, 1995.

19. MARTINEZ, Aníbal R.: **Recursos de Hidrocarburos de Venezuela**, Editorial Senda Avila, Caracas, 1972.

20. Ministerio de Energía y Minas:
A. **Memoria y Cuenta** (Anuario)
B. **Petróleo y Otros Datos Estadísticos** (PODE), Caracas, 1983-1994.

21. **Oil and Gas Journal**: The Technology of Offshore Drilling, Completion and Production, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1976.

22. PETTIJOHN, Francis J.: **Sedimentary Rocks**, Harper, New York, 1949.

23. PIRSON, Sylvan J.: **Oil Reservoir Engineering**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1958.

24. SANDREA, Rafael; NIELSEN, Ralph F.: **Dynamics of Petroleum Reservoir Under Gas Injection**, Gulf Publishing Co., Houston, Texas, 1974.

25. Schlumberger: **Evaluaciones de Formaciones en Venezuela**, Caracas, 1980.

26. SOSA, A.; ORTEGA, J.; SANTOS, A.: **Qué hemos encontrado en la Faja Petrolífera del Orinoco**, IV Jornadas Técnicas, Lagoven S.A., Caracas, Diciembre 1981.

27. SPARLIN, Derry D.; HAGEN, Raymond W. Jr.: "Gravel packing horizontal and high-angle wells", en: **World Oil**, March 1992, pp. 45-47.

28. STAGG, T.O.; RELLEY, R.H.: "Horizontal Wells Completions in Alaska", en: **World Oil**, March 1990, pp. 37-44.

29. STANLEY, L.T.: **Practical Statistics For Petroleum Engineers**, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1973.

30. STOKLEY, C.O.; JENSEN, Rodrey G.: "Plan horizontal completions to facilitate drilling/workovers", en: **World Oil**, November 1991, pp. 53-56.

31. UREN, Lester C.: **Petroleum Production Engineering-Exploitation**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1939.

32. **World Oil:**
- Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services, 1982-1983, Gulf Publishing Co., Houston, Texas, (5 volúmenes, 9.052 páginas).
- World Oil Series (16 artículos): **Coiled Tubing**:
- A. SAS-JAWORSKY II,
N° 1, November 1991.
N° 2, December 1991.
N° 3, January 1992.
N° 4, March 1992.
N° 5, April 1992.
- C.G. BLOUNT and E.J. WALKER,
N° 6, May 1992.
- E.G. WALKER, L. GANTT and W. CROW,
N° 7, June 1992.
- J.L. WELCH and R.R. WHITLOW,
N° 8, July 1992.

- J.L. WELCH and R. K. STEPHENS,
N° 9, September 1992.
- P.T. BROWN and R.D. WIMBERLY,
N° 10, October 1992.
- C.M. HIGHTOWER,
N° 11, November 1992.
- A. SAS-JAWORSKY II,
N° 12, January 1993.
- David A. RICH and Thomas H. BLUE,
N° 13, March 1993.
- J. M. GRONSETH,
N° 14, April 1993.
- C.G. BLOUNT,
N° 15, May 1993.
- A. SAS-JAWORSKY II, C.G. BLOUNT and R. TAILBY,
N° 16, June 1993.

33. YOUNG, Gordon A.: **Geología de las Cuencas Sedimentarias de Venezuela y de sus Campos Petrolíferos**, Editorial Sucre, Caracas, 1956.

34. ZULOAGA, Guillermo: **Petroleum Geography of Venezuela**, Grafos, Caracas, 1957.

Capítulo 5

Gas Natural

Indice

Introducción

Al igual que las emanaciones o menes de petróleo, las de gas han servido a los exploradores, desde el comienzo de la industria, para rastrear posibilidades de hallazgos de yacimientos gasíferos o petrolíferos.

Las emanaciones de gas difieren de las de petróleo en que se disipan en la atmósfera y no dejan huellas visibles sobre el suelo. Sin embargo, si por causas naturales se incendian, su presencia se hace más notoria y las características de la llama pueden servir para apreciar mejor los aspectos e intensidad del flujo, contenido de agua y matices de la combustión. En regiones del Medio Oriente, como en Kirkuk, Irak, emanaciones gasíferas incendiadas fueron famosas en la antigüedad y llamaron la atención de moradores y extraños que consideraron ese “fuego eterno” como expresión mitológica.

Reseñas chinas y japonesas de hace muchos siglos informan de la presencia de gas en las horadaciones de pozos en búsqueda de agua y de sal. En 1640 J.B. Van Helmont descubrió el dióxido de carbono (CO_2) y originó el término gas, tomado del griego “caos”. Del siglo XVII en adelante, especialmente en Europa, empezó a tomar auge el interés por descifrar y descubrir la presencia de flujos espontáneos de gas natural del subsuelo. Y en el norte del Hemisferio Occidental, en Canadá y los Estados Unidos, se comenzó a notar la existencia de mechurrios naturales de gas en muchos sitios que más tarde indujeron a los exploradores a la búsqueda de petróleo.

La utilización y la comercialización del gas (1821) antecede por muchos años la iniciación de la industria petrolera (1859). En aquel año, el pueblo de Fredonia, estado de Nueva York, empezó a surtirse de gas natural para el alumbrado por medio de un gasducto de plomo conectado a un pozo de gas, de unos nueve metros de profundidad, ubicado a orillas del riachuelo Canadaway. El iniciador de esta empresa fue William Aron Hart, quien abrió el pozo, instaló el gasducto, llevó las derivaciones a hogares y comercios, y construyó el gasómetro para controlar presiones, volúmenes, entregas y mediciones. De aquí en adelante, la búsqueda de gas natural y la abertura de pozos con tales fines tomó importancia en los estados vecinos de Nueva York.

Los hallazgos de yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado y la separación del gas natural asociado con el petróleo en los yacimientos petrolíferos apuntaron la necesidad de aplicaciones tecnológicas específicas a la exploración, perforación y producción de los yacimientos. Por otra parte, el manejo, tratamiento, acondicionamiento, transporte, distribución, comercialización y mercadeo del gas y sus líquidos son operaciones que han experimentado avances tecnológicos significativos en las últimas cuatro décadas. La licuefacción del gas es importantisíma.

Las propias características del gas, como son su composición molecular, comportamiento, movilidad, compresibilidad, reacción a la temperatura, convertibilidad a líquido, poder calorífico, etc., ameritan estudios e investigaciones para el mejor aprovechamiento de esta valiosa fuente de energía.

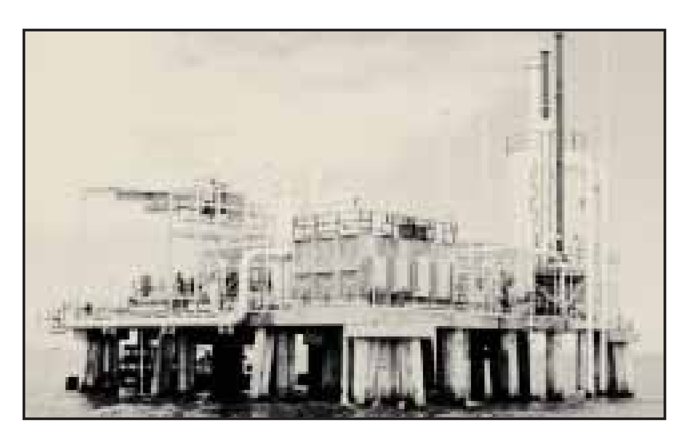


Fig. 5-1. Ejemplo de instalaciones lacustres para manejar gas natural asociado, producido de yacimientos en el lago de Maracaibo.

Mucho se dice y se piensa del petróleo porque genéricamente se habla de la industria del petróleo y de inmediato se considera la producción de crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados y sus derivados. Y esto es muy natural porque la exportación de crudos y sus derivados representa el grueso del comercio internacional del país y, por ende, el mayor flujo de divisas extranjeras, particularmente dólares estadounidenses.

En casi todos los países productores de petróleo y de gas de los yacimientos petrolíferos o de yacimientos gasíferos solamente, el volumen de gas producido representa una substancial contribución como fuente de energía, cuya importancia resalta al calcular su equivalencia a barriles de petróleo.

La Tabla 5-1 demuestra el significado de esta apreciación mediante cifras de producción de petróleo y gas de algunos países.

Sin embargo, la utilización del gas que fluye de los pozos como gas asociado o como gas solo, presenta una variedad de consideraciones que al traducirse en inversiones y costos de operaciones conducen a la realidad económica de las alternativas comerciales.

Entre esas consideraciones caben mencionarse:

• Ubicación geográfica de los yacimientos con referencia a centros seguros de consumo.

• Magnitud de las reservas y calidad del gas: seco, húmedo, condensado, dulce o agrio.

• Características de los yacimientos y volúmenes sostenidos de producción a largo plazo. Productividad de los pozos. Presión inicial y presión de abandono.

• Perforación y desarrollo de los yacimientos, en tierra y/o costafuera.

• Instalaciones para recolección, compresión, separación, tratamiento, acondicionamiento, medición, recibo y despacho del gas. Plantas y terminales.



Fig. 5-2. Instalaciones de control de flujo del gasducto Ulé-Amuay.

• Transmisión del gas: gasducto madre, troncales y derivaciones con sus instalaciones auxiliares requeridas.

• Comportamiento del mercado. Demanda máxima, media y baja.

• Precio del gas. Inversiones, costos y gastos de operaciones. Rentabilidad.

El mercado del gas y sus derivados, en forma directa como gas al usuario o en forma de líquido embotellado que sale como gas, tiene sus características propias, modalidades y normas para su utilización. En resumen, las operaciones de exploración, perforación, producción, transporte y procesamiento del gas se han convertido en una importantísima industria dentro de la industria petrolera global.

La Tabla 5-1 enseña relaciones muy interesantes respecto a la producción de crudos y a la conversión de los volúmenes de gas natural a barriles equivalentes de petróleo. En la práctica, la conversión y la equivalencia volumétrica de una sustancia por otra se fundamentan en el poder calorífico de una y otra, aproximadamente, así:

• Un barril de petróleo equivale a: 5.800.00 BTU; a 5.604 pies cúbicos de gas natural; a 1.461.576 kilogramocaloría; a 159 metros cúbicos de gas natural.

• Un metro cúbico de gas equivale a: 0,0062727 barriles de petróleo.

Es muy importante el alto volumen diario de gas que se produce en los países mencionados (ver Tabla 5-1) y la correspondiente equivalencia en barriles de petróleo. Sobresale que la producción de gas natural del mundo, en petróleo equivalente, es algo más de 60 % del propio petróleo manejado. En los casos de Rusia y Estados Unidos, en 1995, el gas convertido a petróleo equivalente fue 73 % y 46 % más que su producción autóctona de petróleo, respectivamente. Estos dos países son actualmente los más grandes productores de gas natural en el mundo.

I. Uso del Gas y sus Líquidos

El desarrollo y perfeccionamiento de la tecnología del gas han contribuido decididamente a que esta fuente natural de energía sea factor importante en la vida moderna, tanto para las industrias como para el hogar.

Combustible eficiente

Como combustible, ofrece ventajas que sobrepasan las características, disponibilidad, eficiencia y manejo de otros combustibles y líquidos.

• Es limpio. No produce hollín ni mugre. Por lo tanto, los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.

• Puede manejarse a presiones deseadas de entrega en los sitios de consumo.

• Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.

• Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión, en función a la relación presión-temperatura que se le desee imponer.

• Puede ser transportado por sistemas de tuberías madres, troncales y ramales, especialmente diseñadas, que permiten mantener rangos de volúmenes a presiones deseadas.

Tabla 5-1. Producción mundial de petróleo y gas

	1993			1994			1995		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Mundo	**59,553**	**5.927,7**	**37,233**	**60,521**	**5.980,8**	**37,566**	**61,166**	**6.029,8**	**37,874**
Arabia Saudita	8,048	98,4	0,618	7,811	86,9	0,546	8,063	89,5	0,562
Rusia	7,814	2.102,1	13,204	7,030	1.993,3	12,520	6,950	1.909,4	11,993
Estados Unidos	6,838	1.423,7	8,942	6,662	1.539,0	9,667	6,525	1.513,9	9,509
Irán	3,425	74,2	0,466	3,585	77,2	0,485	3,614	87,1	0,547
China	2,911	43,3	0,272	2,961	46,5	0,292	3,001	47,0	0,295
México	2,665	71,4	0,448	2,685	102,7	0,645	2,604	105,9	0,665
Venezuela	2,475	70,2	0,441	2,463	64,8	0,407	2,596	69,5	0,437
Noruega	2,269	75,0	0,471	2,580	73,5	0,462	2,755	75,1	0,472
Subtotal	**36,445**	**3.958,3**	**24,862**	**35,777**	**3.983,9**	**22,733**	**33,353**	**3.897,4**	**24,480**

A = petróleo, MMBD.
B = gas, MMm^3/d.
C = gas equivalente a petróleo, MMBD.

Fuentes: MEM-PODE, 1993.
OGJ 13-03-1995, p. 110; 12-03-1996, p. 62.

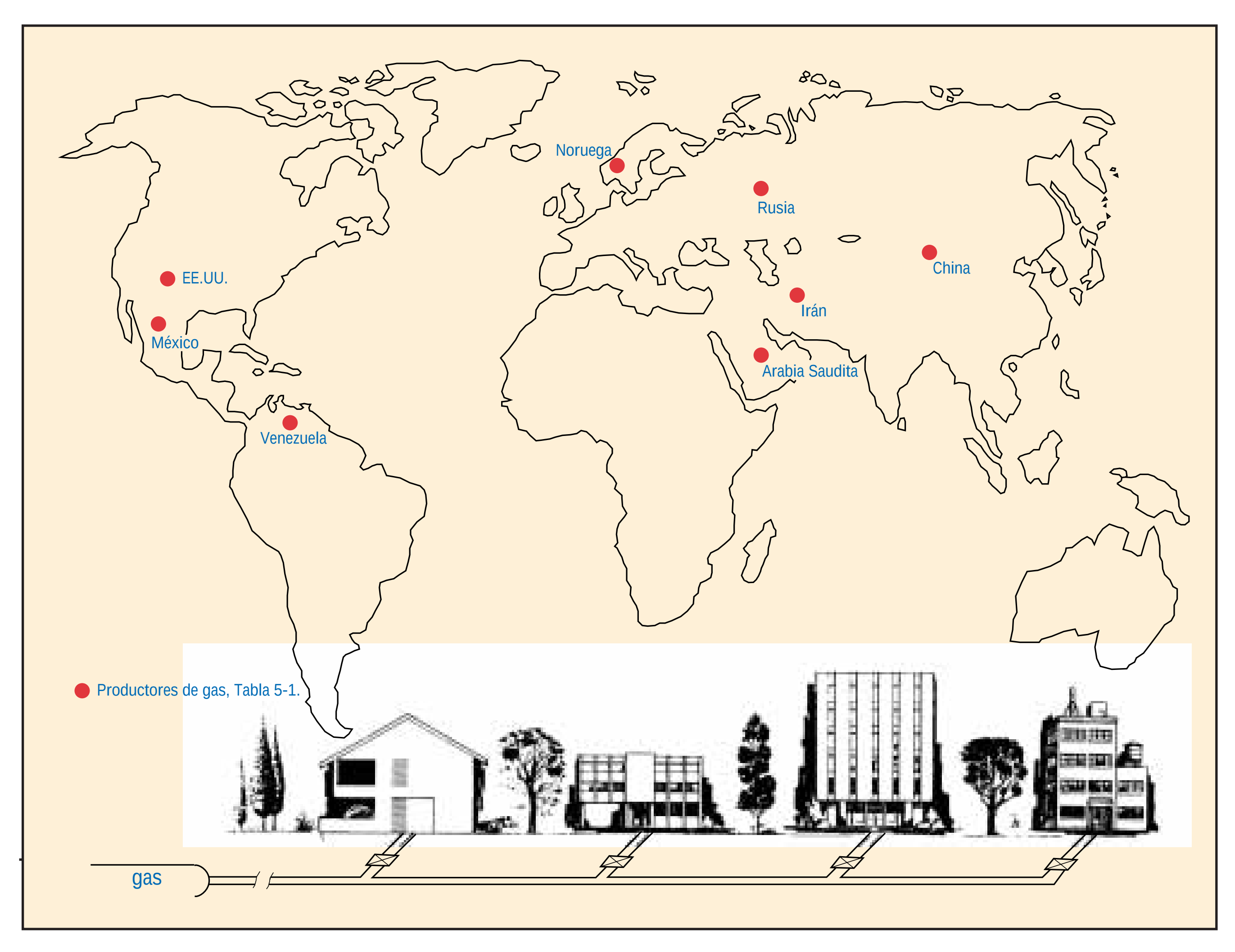


Fig. 5-3. El suministro de gas natural para usos domésticos es un servicio indispensable en las ciudades modernas.

• Su entrega a clientes puede ser continua y directa a los artefactos donde debe consumirse, utilizando controles y reguladores, sin requerimientos de almacenaje en sitio o preocupación por volúmenes almacenados en el hogar, la oficina, el taller, la planta o fábrica.

• La reversibilidad gas-líquido-gas lo hace apto para el envasado en pequeños y seguros recipientes, fáciles de manejar, transportar e instalar para suplir combustibles en sitios no servidos por red de tuberías de distribución. El gas licuado puede también transportarse en barcos, desde áreas remotas de producción y procesamiento a grandes terminales de almacenamiento que surten a industrias y a miles de clientes particulares.

• Por su eficiencia y poder calórico, su costo por volumen es muy económico.

• Las características de funcionamiento limpio y eficiente, sus rendimiento y precio económico han logrado que cada día se expanda el mercado de Gas Natural para Vehículos (GNV). Se ha comprobado que como combustible el gas metano es muchísimo menos contaminante del ambiente que otros, como la gasolina y el Diesel.

Insumo para procesos

El gas seco, húmedo o condensado, a través de tratamientos adecuados, sirve de insumo para la refinación y petroquímica, donde por medio de plantas especialmente dise-

ñadas se hacen recombinaciones de las moléculas de los hidrocarburos para obtener materia prima semielaborada para una cadena de otros procesos o productos finales para los mercados.

El gas natural separado del petróleo (gas asociado) y el gas libre (no asociado) procedente de yacimientos de gas solo es tratado y acondicionado para obtener gas seco de ciertas especificaciones: metano, que se despacha por gasducto y red de distribución a ciudades y centros industriales donde se utiliza como combustible.

El gas, sujeto a procesos y tratamiento adecuados y separado en metano, etano, propano y butano, puede ir finalmente a las plantas petroquímicas para ser convertido ulteriormente en una variedad de productos semielaborados o finales. De igual manera puede ser enviado a las refinerías, donde sus moléculas son desintegradas térmicamente y, con extracciones adicionales derivadas de los crudos allí refinados, son enviadas a las plantas petroquímicas. A su vez, las plantas petroquímicas pueden enviar productos a las refinerías.

De lo antes mencionado se podrán apreciar las relaciones e interdependencia existentes entre las diferentes ramas y operaciones de la industria petrolera integrada.

II. Características y Propiedades del Gas Natural

Composición

La composición real de un determinado gas se obtiene y aprecia por medio de análisis cualitativos y cuantitativos. Estos análisis enumeran los componentes presentes y el porcentaje de cada componente en la composición total.

Además de los hidrocarburos presentes, por análisis se detecta la presencia o no de otras substancias que merecen atención

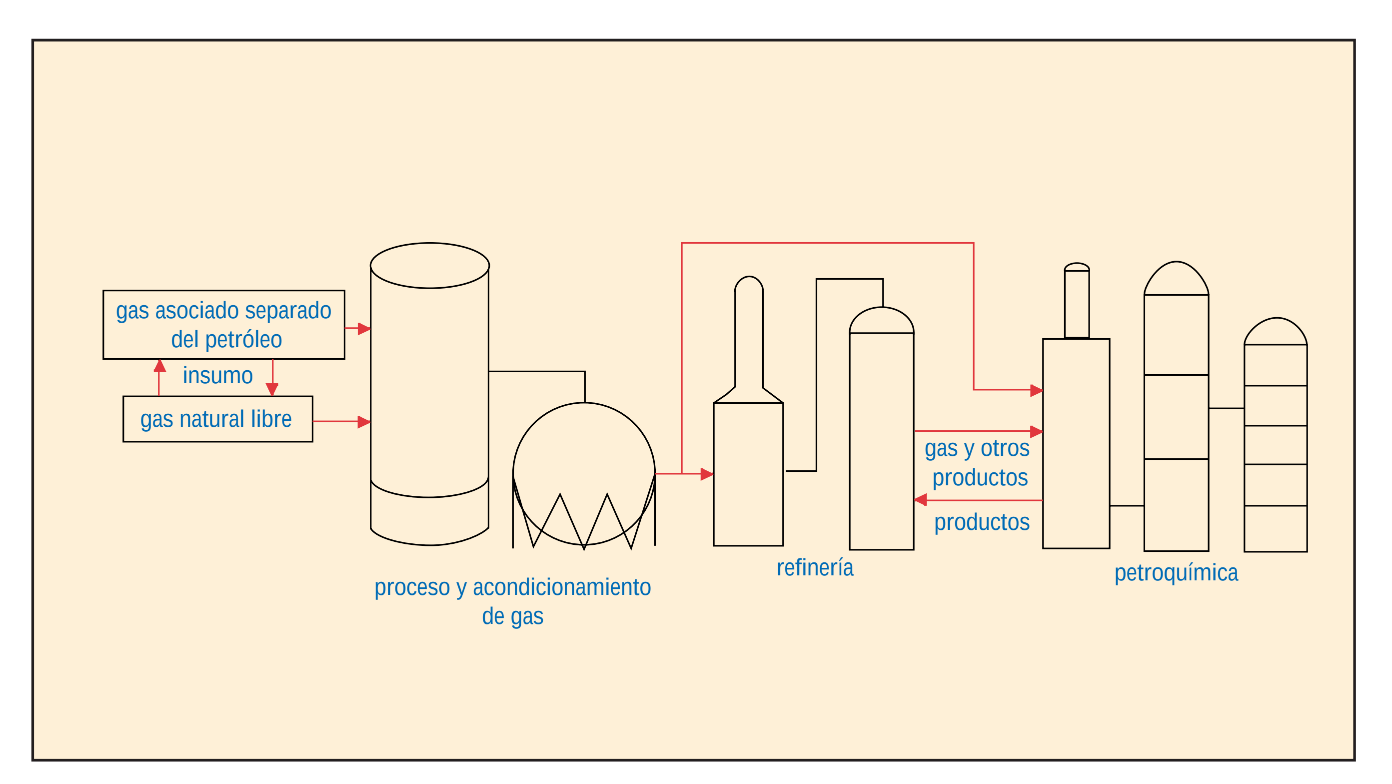


Fig. 5-4. Además de ser utilizado en las propias operaciones de los yacimientos que lo producen y en las instalaciones de campo, el gas natural asociado con el petróleo y el libre son materias primas importantes para las refinerías y la industria petroquímica.



Fig. 5-5. La terminación de un pozo de gas natural, en tierra o costafuera, requiere que se hagan pruebas del volumen de producción de los yacimientos que se desean explotar. El comportamiento de la llama revela al operador ciertas características del caudal.

debido a que pueden ocasionar trastornos en las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento industrial del gas.

A manera de ilustración general, la Tabla 5-2 muestra la variación de porcentajes que podrían tener los componentes del gas. Se indica que el componente principal del gas natural es el metano. Los otros hidrocarburos, unos en forma de gas y otros como líquidos, son parte del gas en menores porcentajes. Sin embargo, por medio del porcentaje real que enseñe el análisis de muestras de gas de un yacimiento se podrá calcular la cantidad de líquidos susceptibles de extracción y las posibilidades de comercialización.

Además, se notará también que el gas natural puede contener otros gases fuera de la serie parafínica de hidrocarburos. El sulfuro de hidrógeno aparece en el gas de muchos yacimientos petrolíferos y gasíferos, generalmente desde trazas hasta 10 %, pero también en cantidades excepcionalmente mayores. Este gas es muy tóxico y en pequeñísimas cantidades, 0,01 a 0,10 % en la atmósfera, puede causar severa y dolorosa irritación de la vista y hasta la muerte rápida. De allí que si en las operaciones hay que manejar gas y/o crudos que contengan sulfuro de hidrógeno se deben tomar todas las precauciones y medidas de seguridad correspondientes.

El gas natural de ciertos yacimientos puede contener pequeñas cantidades de helio.

Tabla 5-2. Componentes y características del gas natural

Componente	Fórmula química	Estado	Variación de porcentaje molecular
Metano	CH_4	gas	55,00 - 98,00
Etano	C_2H_6	gas	0,10 - 20,00
Propano	C_3H_8	gas	0,05 - 12,00
n-Butano	C_4H_{10}	gas	0,05 - 3,00
Iso-Butano	C_4H_{10}	gas	0,02 - 2,00
n-Pentano	C_5H_{12}	líquido	0,01 - 0,80
Iso-Pentano	C_5H_{12}	líquido	0,01 - 0,80
Hexano	C_6H_{14}	líquido	0,01 - 0,50
Heptano +	C_7H_{16}	líquido	0,01 - 0,40
Nitrógeno	N	gas	0,10 - 0,50
Dióxido de carbono	CO_2	gas	0,20 - 30,00
Oxígeno	O_2	gas	0,09 - 0,30
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	gas	TRAZAS - 28,00
Helio	H_e	gas	TRAZAS - 4,00

Este gas, por su incombustibilidad, es de mucha utilidad en la aeronáutica para llenar globos aerostáticos.

Se han dado casos de algunos yacimientos de gas que no contienen casi nada de hidrocarburos pero sí más de 90 % de dióxido de carbono (CO_2). Este gas se usa mucho en la fabricación de bebidas gaseosas, en la industria química y en otras aplicaciones industriales. Solidificado se le llama "hielo seco".

Relaciones P-V-T

Al tratar tecnológicamente el aprovechamiento de los hidrocarburos en todas las fases de las operaciones, las relaciones presión-volumen-temperatura son básicas para determinar su comportamiento en los estados gaseosos o líquido o como mezcla de ambos.

Además, la magnitud de estas relaciones, conjuntamente con otras, sirve para planificar la cadena de operaciones referentes a la producción, separación, tratamiento, acondicionamiento, manejo, distribución, procesos ulteriores, mediciones y rendimiento de gases y/o líquidos o sólidos comerciales.

Presión-volumen

Las observaciones de Robert Boyle († 1691), en sus experimentos con aire, mediante la relación presión-volumen, lo condujeron a enunciar: "El producto de la presión por el volumen específico de un gas a temperatura constante, es constante". Esta Ley de Boyle también se conoce con el nombre de Mariotte, ya que los dos investigadores, separada pero simultáneamente, llegaron a una misma conclusión. Es decir V x P = K donde "K" es la constante. De allí:

$$P_1V_1 = P_2V_2 \text{ (a temperatura constante)}$$

En el sistema métrico decimal, la presión se da en atmósfera o en kg/cm^2. Y en el sistema angloamericano, en libras/pulgadas cuadrada.

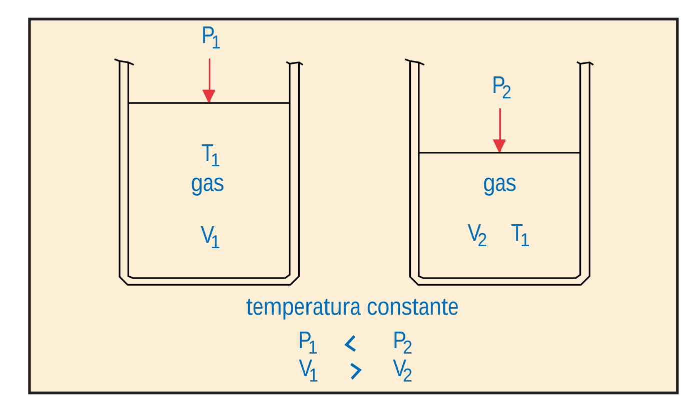


Fig. 5-6. Comportamiento de un determinado volumen de gas, a temperatura constante, bajo presiones diferentes.

Hay tres clasificaciones de presión: (1) la presión atmosférica, que se refiere a la capa de aire o atmósfera que envuelve a la Tierra y que a nivel del mar ejerce presión de una atmósfera, o 1 kg/cm^2 o 14,7 libras por pulgada cuadrada (lppc) o presión barométrica de 760 milímetros de mercurio, pero la presión barométrica cambia de acuerdo al sitio, según su correspondiente altitud sobre el nivel del mar; (2) la presión manométrica, la cual está confinada en un sistema y se obtiene mediante un medidor o manómetro, y (3) la presión absoluta, que es la suma de la presión manométrica más la presión atmosférica.

Ejemplo: Si un gas a presión de 10 atmósferas ocupa 600 m^3 y se desea confinarlo en un recipiente de 150 m^3, ¿cuál será la presión que debe tener en el recipiente?

P_1 = 10 atmósferas
V_1 = 600 m^3
P_2 = ?
V_2 = 150 m^3

$$P_2 = \frac{P_1V_1}{V_2} = \frac{10 \times 600}{150} = 40 \text{ atms.}$$

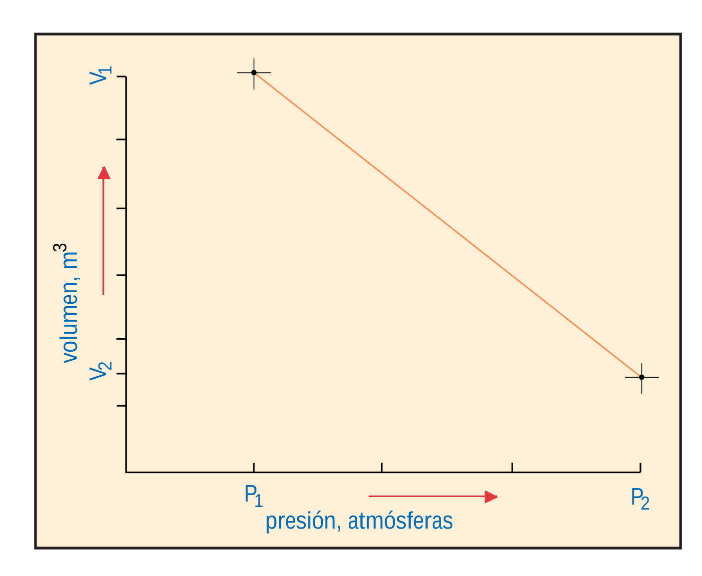


Fig. 5-7. Gráfico representativo del cambio de relaciones iniciales y finales presión-volumen de un gas, a temperatura constante.

Temperatura-volumen

Años después de establecida la relación PV=constante (a temperatura constante), los investigadores J.A.C. Charles († 1823) y Gay-Lussac (1778-1850) independientemente llegaron a la conclusión: "El volumen de una masa de gas dada a presión constante, varía directamente en relación a su temperatura absoluta".

En el sistema métrico decimal, la temperatura absoluta (°Kelvin) se obtiene sumando 273,16 (273°) a la temperatura °C. En el sistema angloamericano se le suma 459,69 (460°) a la temperatura °F para obtener la absoluta (°Rankine).

De la relación T-V se desprende que aumentar o disminuir la temperatura a una masa de gas, a presión constante, aumenta o disminuye su volumen. De allí:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{T_2}{T_1}$$

Ejemplo: ¿Cuál será el volumen, V_2, de una masa de gas V_1 = 25 m^3 que a presión constante estaba a temperatura T_1 = 20 °C y se ha calentado a temperatura T_2 = 80 °C?

$$V_1T_2 = V_2T_1$$

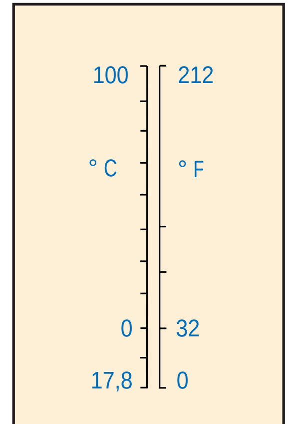
T_2 = 80 °C + 273 = 353 °K

V_1 = 25 m^3

T_1 = 20 °C + 273 =293 °K

V_2 = ?

$$V_2 = \frac{V_1T_2}{T_1} = \frac{25 \times 353}{293} = 30{,}12 \ m^3$$



$$°F = \frac{9}{5}(°C) + 32$$

$$°C = (°F - 32) \times \frac{5}{9}$$

También así:

$$°F = \left[(40 + °C)\frac{9}{5}\right] - 40$$

$$°C = \left[(40 + °F)\frac{5}{9}\right] - 40$$

Fig. 5-8. Relación entre las escalas de temperaturas Celsius (centígrados) y Fahrenheit.

Condiciones combinadas

Las relaciones P-V y T-V pueden usarse combinadas para lograr la ley de gases perfectos de Boyle (Mariotte) y Charles (Gay-Lussac) y resolver simultáneamente combinaciones dadas. De allí:

$$\frac{P_1V_1}{P_2V_2} = \frac{T_1}{T_2}$$

Ejemplo: El manómetro de un tanque de gas de 30 m^3 de capacidad registró una presión de 0,5 atmósferas a 15 °C. ¿Cuánto gas de 0,1 atmósferas de presión podrá consumirse por la tarde si la temperatura es de 36 °C y la presión atmosférica es 1 atmósfera?

$$V_2 = V_1 \times \frac{P_1}{P_2} \times \frac{T_2}{T_1}$$

$V_1 = 30\ m^3$
$T_1 = 15\ °C + 273 = 288\ °K$
$T_2 = 36\ °C + 273 = 309\ °K$
$P_1 = 1 + 0{,}5 = 1{,}5$ atmósferas
$P_2 = 1 + 0{,}1 = 1{,}1$ atmósferas

$$V_2 = 30 \times \frac{1{,}5}{1{,}1} \times \frac{309}{288}$$

$$V_2 = 30 \times 1{,}36 \times 1{,}07 = 43{,}66\ m^3$$

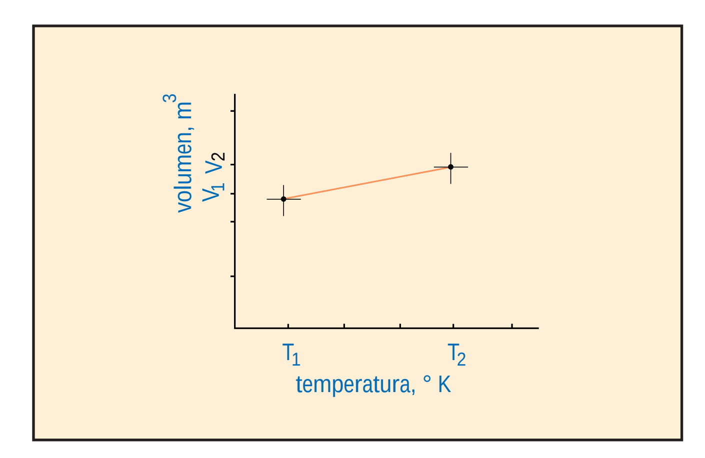


Fig. 5-9. Gráfico representativo del cambio de volumen-temperatura de un gas por modificaciones de las condiciones iniciales $P_1V_1T_1$.

Densidad

Cuando se habla de la densidad (relación masa/volumen) de los líquidos o de los sólidos, el punto de referencia es el agua, y se dice que la densidad del agua es 1, o sea que un gramo de agua ocupa un centímetro cúbico, o 1.000 gramos de agua ocupan un litro, o 1.000 kilos de agua ocupan un metro cúbico.

Así que cualquier sólido o líquido en su relación masa/agua, con referencia al agua, pueden ser igual o más denso o menos denso que el agua si su valor de relación es igual, mayor o menor que uno.

Para los crudos se introdujo la fórmula °API o gravedad específica, para determinar si los crudos son más, igual o menos pesados que el agua.

Para los gases, debido a que son afectados por la temperatura y por la presión, se usa como referencia la relación de igual, mayor o menor peso que un gas pueda tener con respecto al peso molecular del aire, cuyo valor se ha determinado en 28,96.

La relación molecular tiene la ventaja de que el peso molecular de los elementos no es afectado por la presión o por la temperatura.

Por ejemplo, si se desea conocer la gravedad específica de un gas se divide su peso molecular entre el peso molecular del aire. En el caso del gas butano C_4H_{10}, su peso molecular (C=12,01; H=1,008) se obtiene así:

Peso molecular del gas butano =
$(4 \times 12{,}01) + (10 \times 1.008) = 58{,}12$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{58{,}12}{28{,}96} = 2{,}007$$

Para determinar directamente la gravedad específica en el laboratorio o en operaciones de campo, se recurre al método rápido utilizando uno de los varios aparatos o balanzas, como la botella de Schillling, la balanza de Edward o la de AC-ME, o similares. Sin embargo, utilizando el porcentaje molecular de la composición general de un gas (Tabla 5-3), obtenida por análisis, se puede calcular la gravedad específica. Ejemplo:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{27{,}259}{28{,}96} = 0{,}941$$

[a 60 °F (15,5 °C)]

El peso del aire se ha estimado en 1,308 gramos por litro, a presión de una atmósfera, o sea 1.308 gramos (1,308 kilos) por metro cúbico. Su equivalente en el sistema angloamericano es de 1,3 onzas o 0,0812 libras

por pie cúbico. Así que el gas del ejemplo anterior, cuya gravedad específica es de 0,941 pesa 0,941 x 1,308 = 1,23 kilogramos por metro cúbico.

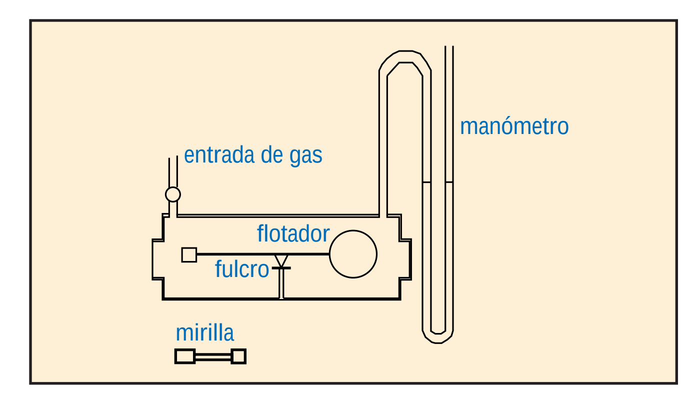


Fig. 5-10. Esquema de la balanza de Edward, utilizada para medir la gravedad específica de los gases.

La ecuación PV = nRT

En esta expresión de la ley de gases perfectos, y ya conocidas las relaciones P-V-T anteriormente mencionadas, se introduce el factor n, o sea la masa de gas dividida por el peso molecular del gas:

$$n = \frac{M}{W}$$

Así que si se toma, por ejemplo, el butano cuyo peso molecular (calculado antes) es 58,12 y se da una masa de 58,12 gramos, o de 58,12 libras o de 58,12 kilos se tiene 1 gramo-mole, 1 libra-mole, o 1 kilo-mole. Si la masa fuera 174,36 gramos, libras o kilos entonces n será 3 gramos-mole, 3 libras-mole o 3 kilos-mole.

Es muy importante conocer la relación masa-peso. Para el sistema sistema métrico decimal se determinó experimentalmente que 1 gramo-mole de cualquier gas perfecto ocupa un volumen de 22,4 litros a 0 °C y a presión de 1 atmósfera (76 centímetros de mercurio).

De igual manera, en el sistema angloamericano 1 libra-mole de cualquier gas perfecto ocupa un volumen de 359 pies cúbicos a 32 °F (0 °C) y a presión de 1 atmósfera (76 cm de mercurio o 14,7 libras por pulgada cuadrada). Pero a 60 °F (15,5 °C) y a una atmósfera de presión ocupa 379 pies cúbicos (23,6 litros por gramo-mole).

El término R, se refiere a la constante general de los gases, introducida por el físico Amadeo Avogadro (1776-1856), cuya hipótesis sobre las moléculas asentó que volúme-

Tabla 5-3. Análisis de una muestra de gas para determinar su peso molecular compuesto y calcular su gravedad específica

1 Componentes	2 Fórmula	3 Peso molecular	4 Contenido % molécula	5 (3 x 4) Peso molecular compuesto
Metano	CH4	16,04	55,56	8,912
Etano	C2H6	30,07	18,09	5,440
Propano	$C3H_8$	44,09	11,21	4,942
Iso-Butano	C_4H_{10}	58,10	1,22	0,709
n-Butano	C_4H_{10}	58,12	3,32	1,930
Iso-Pentano	C_5H_{12}	72,15	0,78	0,563
n-Pentano	C_5H_{12}	72,15	0,49	0,353
Hexanos	C_6H_{12}	86,17	0,41	0,353
Heptanos +	C_7H_{14}	100,20	0,31	0,311
Nitrógeno	N_2	28,02	0,22	0,062
Dióxido de carbono	CO_2	44,01	8,30	3,653
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	34,08	0,09	0,031
Total			**100,00**	**27,259**

nes iguales de todos los gases, bajo las mismas condiciones de temperatura y de presión, y siempre que se considere 1 molécula-gramo, contienen igual número de moléculas. De allí, el número de Avogadro: 6,023 x 10^{23} moléculas contenidas en una molécula-gramo de cualquier gas perfecto. Así que:

$$R = \frac{PV}{T}$$ para 1 mole expresado en litros a presión de 1 atmósfera y temperatura absoluta da:

$$R = \frac{1 \times 22,4}{273} = 0,08205 \text{ litro atmósfera/grado/mol.}$$

Siguiendo el mismo razonamiento para el sistema angloamericano, la constante R, utilizando presión en libras por pulgada cuadrada, volumen en pies cúbicos, temperatura en grados Rankine y una libra-mole, se tiene:

$$R = \frac{14,7 \times 379}{520} = 10,7 \text{ pc-atm./grado/mol.}$$

La compresibilidad de los gases

Una de las características de los gases es que al aplicarles presión pueden ser comprimidos y, por ende, pueden ser almacenados o confinados en recipientes de determinados volúmenes.

Las relaciones de composición, presión, volumen y temperatura detalladas antes e incluidas en la fórmula que define la ley sobre gases perfectos, todavía no está completa porque falta tomar en cuenta el factor de compresibilidad (Z).

El físico Juan Van Der Waals (1837-1923), estudió la atracción molecular y el tamaño de las moléculas de los gases e introdujo en la fórmula el factor de corrección, para que en su forma final la ecuación quedase así:

$$PV = ZnRT$$

De manera que para un determinado gas y n = 1:

$$Z = \frac{PV}{RT}$$

Z es adimensional y depende de las presiones y temperaturas a las que sea sometido el gas. Por tanto, valores de Z pueden determinarse por experimentación. De allí que en la industria existen catálogos, tablas y manuales de consultas sobre infinidad de muestras y análisis del gas natural.

Sin embargo, a través del conocimiento de la temperatura y presiones críticas, determinadas por experimentos, correspondientes a cada uno de los componentes que forman el gas natural se pueden calcular presiones y temperaturas "reducidas" que facilitan la obtención de supuestas "seudo presión crítica" y "seudo temperatura crítica" para tomar en consideración la contribución porcentual de cada componente, de acuerdo a la composición del gas.

El siguiente ejemplo hipotético servirá para calcular el factor de compresibilidad.

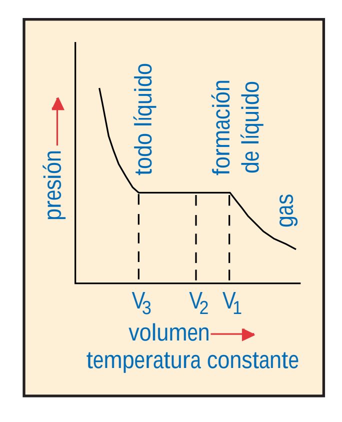


Fig. 5-11. Comportamiento del volumen y estado de un gas bajo aumento de presión.

La temperatura máxima a la cual puede licuarse un gas, o sea la temperatura por encima de la cual no puede existir el líquido se denomina **temperatura crítica** y la presión requerida para efectuar la licuefacción a esa temperatura se le llama **presión crítica**, que a

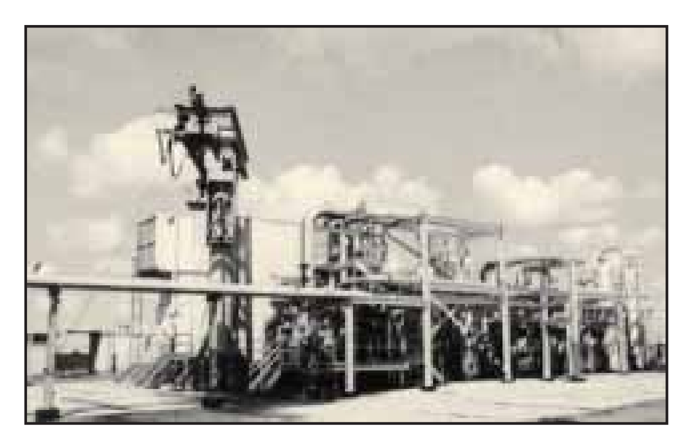


Fig. 5-12. Planta de compresión de gas en el oriente del país.

la vez representa la presión más alta que los valores del líquido pueden ejercer.

Los cálculos para el ejemplo dado muestran que la **seudo temperatura crítica** dio 198 °K (columna E) y la **seudo presión crítica** resultó ser 45,78 atms. abs. (columna F) (ver Tabla 5-4).

Si se desea obtener el factor de compresibilidad del gas en cuestión, a determinada presión y temperatura, entonces se procede a calcular los valores de presión y temperatura reducidas, Pr y Tr. Sea el caso que se desee conocer el valor de Z a temperatura de 44 °C y a presión de 50 atms. abs.

$$Pr = \frac{50}{45,78} = 1,90$$

$$Tr = \frac{317}{198} = 1,60$$

Con estos dos valores se recurre a un gráfico de seudo temperatura reducida y seudo presión reducida para determinar el valor de Z = 0,90 (Figura 5-13).

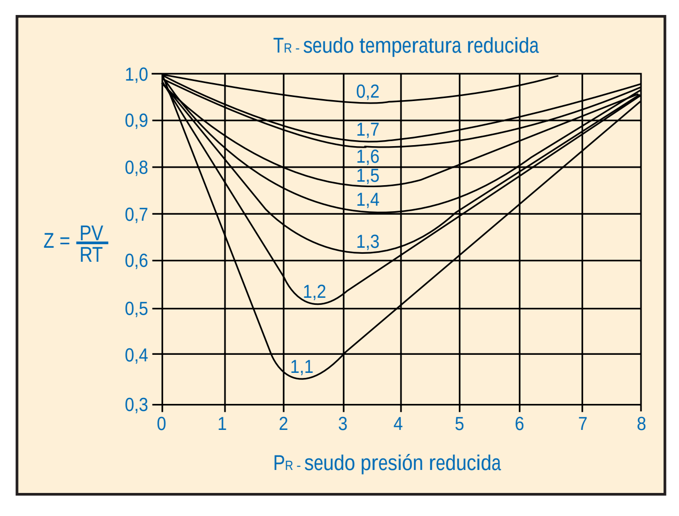


Fig. 5-13. Gráfico para obtener el factor de corrección Z utilizando valores de seudo presión y seudo temperatura reducidos, calculados previamente.

Poder calorífico del gas natural

Una de las características del gas natural es su poder calorífico, el cual se determina por análisis de laboratorio, utilizando uno de los varios tipos de calorímetros disponibles. Además, el poder calorífico del gas se considera para determinar su calidad como combustible y, por ende, su precio.

Tabla 5-4. Análisis de un gas para determinar su seudo temperatura crítica y seudo presión crítica

A Componentes	B Porcentaje volumétrico molecular	C Temperatura crítica, °K	D Presión crítica atm.	E Tc (B x C)	F Pc (B x D)
Metano	84,15	191	46	160,7	38,7
Etano	8,65	305	49	26,4	4,2
Propano	5,10	369	42	1,9	2,1
Iso-Butano	0,75	425	38	3,2	0,3
n-Butano	0,82	406	37	3,3	0,3
Iso-Pentano	0,20	470	33	0,9	0,07
n-Pentano	0,11	461	32	0,5	0,04
Hexanos	0,22	507	30	1,1	0,07
Total	**100,00**			**198,0**	**45,78**

$$\text{Poder calorífico} = \frac{\text{Aumento de temperatura del agua x peso del gas}}{\text{Volumen de gas consumido y corregido}}$$

La corrección indicada se aplica a la combustión del gas, ya que la presencia de agua en el gas será fuente de transferencia de calor adicional al agua que es sometida al incremento de temperatura en el calorímetro.

La caloría es una de las varias unidades térmicas empleadas en los procesos industriales. Representa la cantidad de calor requerida, a una atmósfera de presión, para aumentar la temperatura de un gramo de agua un grado centígrado, específicamente de 15 °C a 16 °C. Esta unidad de medida se llama también la caloría pequeña, cuando se trata de 1.000 gramos o un kilo de agua se le llama kilocaloría o caloría grande.

En el sistema angloamericano se le llama Unidad Térmica Británica (BTU) y se define como la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de 1 libra (453,592 gramos) de agua a un grado Fahrenheit hasta la temperatura de su máxima densidad que es 39,2 °F. Una BTU es, aproximadamente, igual a 0,252 kilocalorías.

El gas natural puede tener de 8.000 a 11.115 kilocalorías/metro cúbico, lo que equivale a 900 y 1.250 BTU/pie cúbico, respectivamente. De acuerdo con las definiciones dadas anteriormente, esto significa que un gas que tenga 1.000 kilocalorías/m^3 de poder calorífico aumentará la temperatura de un metro cúbico o 1.000 kilos de agua 1 °C, aproximadamente, y si tiene 1.000 BTU aumentará la temperatura de 1.000 libras de agua 1 °F.

El petróleo crudo tiene poder calorífico que va de 8.500 a 11.350 calorías por gramos o 15.350 a 22.000 BTU por libra.

Así que, por medio del poder calorífico del gas natural en general o de sus componentes en particular, y el poder calorífico de los crudos, es posible hacer cálculos que permiten determinar que tantos metros cúbicos o pies cúbicos de gas equivalen a un metro cúbico o barriles de petróleo.

Este tipo de equivalencia es de referencia común en la industria. Específicamente, el precio que se le asigna a determinado gas se basa en una unidad de volumen: metro cúbico o pie cúbico. Sin embargo, como los volúmenes de entrega por lo general son muy grandes se opta por el millar de metros o pies cúbicos. También se emplea el poder calorífico, expresado en millones de calorías o de BTU. En el caso de gases licuados, en vez del volumen o del poder calorífico, se hace referencia al peso en kilos o libras.

Viscosidad del gas natural

Así como la viscosidad es una caracterísica física importante de los líquidos, también lo es para los gases. La unidad de medida en ambos casos es el poise, en honor al médico y físico francés J.L.M. Poiseuille († 1869).

La definición de poise se deriva de la determinación de la fuerza requerida por centímetro cuadrado para mover a velocidad de un centímetro por segundo un plano móvil y paralelo a otro plano fijo distantes un centímetro entre sí y cuyo espacio está lleno del líquido o fluido objeto de la medición de viscosidad.

La viscosidad del gas natural es expresión de su resistencia al flujo y tiene aplicaciones importantes en la producción, procesos

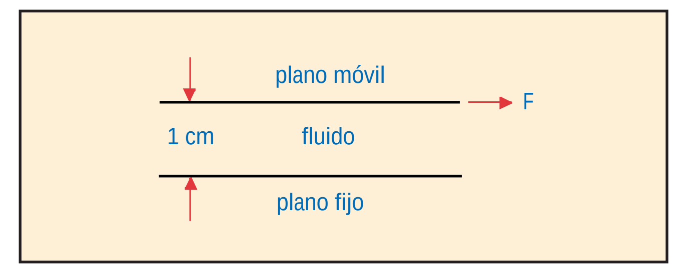


Fig. 5-14. Expresión gráfica que complementa la definición verbal de la viscosidad en poise aplicable a los gases e hidrocarburos líquidos.

de acondicionamiento y mercadeo. Debido a los incrementos de temperatura a que puede ser sometido el gas natural, su viscosidad tiende a aumentar como resultado del incremento de la actividad molecular, si se mantiene a bajas presiones. En el caso de los líquidos, aumentos de temperaturas reducen su viscosidad.

Tomando en consideración las relaciones entre las propiedades físicas de los componentes del gas natural (peso molecular, presión, temperatura, gravedad específica, etc.) los investigadores, por estudios, experimentos y observaciones, han enriquecido el acervo de información y correlaciones sobre la viscosidad y otras propiedades del gas natural.

Por ejemplo, el gas metano, que porcentualmente es en casi todo caso el mayor componente del gas natural, a presión de una atmósfera y a temperatura de 10 °C y 204 °C muestra viscosidad de 0,0107 y 0,0163 centipoises, respectivamente. Esto significa un incremento de viscosidad de 0,00003 centipoise por °C, debido al aumento de temperatura de 194 °C.

Gradiente de presión del gas

En las operaciones de perforación, producción, transporte y procesos de refinación y petroquímica, es necesario calcular el peso de los fluidos y del gas, y también el gradiente de presión.

En el caso de líquidos (agua, fluidos de perforación, crudos y otras substancias), si se conoce la densidad o la gravedad específica del líquido en cuestión se puede calcular su peso con respecto al agua. Si se desea obtener el gradiente de presión de una columna de dicho líquido basta con multiplicar el gradiente de presión del agua por la gravedad específica o densidad del líquido. El gradiente de presión del agua es, en el sistema métrico decimal, 0,1 kilogramo/cm^2/metro de profundidad, y en el sistema angloamericano es 0,433 libras/pulgada cuadrada por pie de profundidad.

Pero al tratarse del cálculo del gradiente de presión de la columna de gas en el pozo, las mismas características y propiedades físicas del gas y sus componentes introducen una cantidad de factores que deben ser tomados en cuenta. Estos factores son: composición del gas, su peso molecular, gravedad específica, factor de compresibilidad, presiones estáticas de fondo y de superficie, temperatura, profundidad del pozo y verticalidad del pozo. Todos estos factores inducen a que en la derivación de las ecuaciones integrales apropiadas se induzcan asunciones que facilitan la metodología del procedimiento.

A través del estudio, de observaciones prácticas y de la experiencia, variedad de ecuaciones, tablas, gráficos y datos sobre las características y composiciones del gas, se puede hacer el cálculo del gradiente de presión.

Una manera directa de obtener presiones a lo largo de la profundidad del pozo es por medio del medidor de presión de fondo. Este registro permite graficar la relación presión-profundidad, la cual dará una idea más precisa del gradiente y de presión bajo condiciones estáticas y también de flujo, si se desea. De igual manera, utilizando un medidor de temperatura de fondo se puede obtener un registro de temperatura-profundidad. Con datos específicos de presión y de temperatura se hace más expedita la utilización de ciertas ecua-

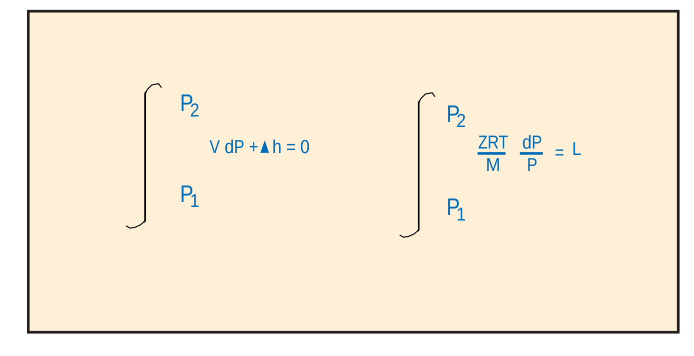


Fig. 5-15. Estas ecuaciones indican que la presión influye sobre el volumen y la longitud de la columna y otras características del gas mencionadas en páginas anteriores.

ciones y, por ende, el cálculo de los gradientes de presión y de flujo.

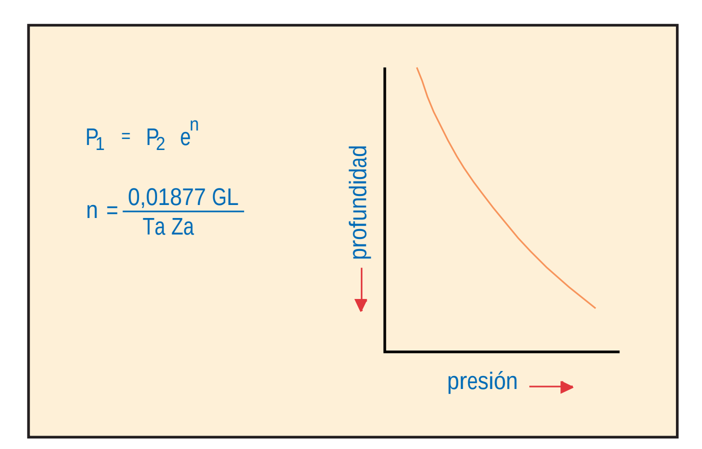


Fig. 5-16. Ecuaciones como éstas permiten por tanteo asumir presiones hasta satisfacer las condiciones deseadas y la gráfica de relación presión-profundidad sirve para determinar el gradiente.

Presión de burbujeo y presión de rocío

En el caso de un gran volumen de líquido (petróleo) que contiene un cierto volumen de gas disuelto y que se encuentran en equilibrio en el yacimiento, se observará que a medida que se reduce la presión se registrará una presión que permitirá el inicio del desprendimiento de una burbuja de gas. A esta presión se le denominará presión de burbujeo. A medida que continúe disminuyendo la presión, más gas seguirá desprendiéndose de la fase líquida.

Un ejemplo común y corriente de este mecanismo se observa cuando muy cuidadosa y muy lentamente se destapa una botella de gaseosa.



Fig. 5-18. Miniplanta de gas en las operaciones petroleras en el sur del estado Monagas.

Es muy importante conocer la presión de burbujeo en el caso de yacimientos petrolíferos para obtener el mayor provecho del gas en solución como mecanismo de producción del petróleo.

La presión de rocío y su mecanismo se observa cuando un volumen de gas que contiene pequeñísimas cantidades de líquidos en equilibrio se somete a compresión. La presión a la cual aparece la primera gota de líquido es la presión de rocío.

Como en el comportamiento de estos dos mecanismos es indispensable tomar en consideración otros factores (temperatura, características del gas y del petróleo, relaciones gas-petróleo y líquidos-gas, etc.) se depende mucho de análisis de laboratorio y de correlaciones establecidas que proporcionan los da-

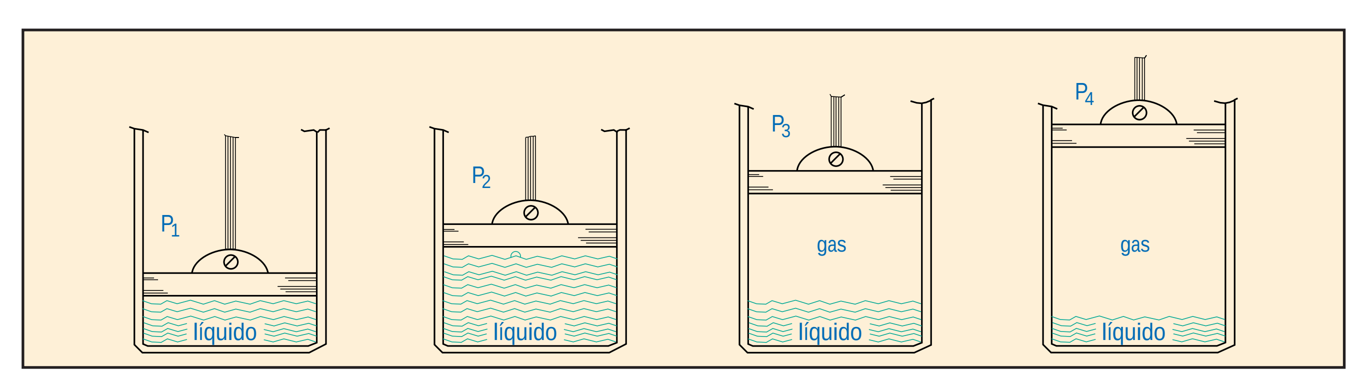


Fig. 5-17. Determinación de la presión de burbujeo, P_b , y evolución del gas disuelto en el petróleo durante el proceso de abatimiento de la presión del yacimiento.

tos necesarios para lograr las soluciones deseadas.

Presión o tensión de vapor

La presión o tensión de vapor de un elemento puro a determinada temperatura es aquella que se deriva de la presencia de la fase líquida en equilibrio con la fase vaporizada.



Fig. 5-19. En el laboratorio de análisis de P-V-T se determina el comportamiento de los hidrocarburos gaseosos y líquidos para pronosticar el tipo de explotación del yacimiento.

Todos los líquidos tienden a vaporizarse mientras que permanezcan expuestos abiertamente a la acción del aire, y se vaporizan más rápidamente si son sometidos a aumentos de temperatura.

Por ejemplo, el agua contenida en un recipiente abierto tiende a vaporizarse imperceptiblemente. Si el recipiente se pone al fuego se notará que a medida que aumenta la temperatura, el agua empezará a burbujear. Cuando la temperatura alcance 100 °C, a presión de vapor de una atmósfera, se ha logrado su punto de ebullición.

Tabla 5-5. Punto de ebullición de hidrocarburos parafínicos y otros elementos

Hidrocarburos	°C
Metano	- 161,5
Etano	- 88,6
Propano	- 42,0
Iso-Butano	- 11,7
n-Butano	- 0,5
Iso-Pentano	27,8
n-Pentano	36,0
Iso-Hexano	60,2
n-Hexano	68,7
Iso-Heptano	90,0
Heptano	98,4
Iso-Octano	99,2
n-Octano	125,6
Nitrógeno	- 195,8
Aire	- 194,3
Oxígeno	- 183,0
Dióxido de carbono	- 78,5
Sulfuro de hidrógeno	- 60,3

El punto de ebullición de los hidrocarburos parafínicos y otros elementos relacionados con los procesos, a una atmósfera de presión, está bien definido.

Es interesante notar que ciertos hidrocarburos y componentes del gas natural, así como otros gases que pueden estar asociados (nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno) hierven a temperaturas muy bajas.

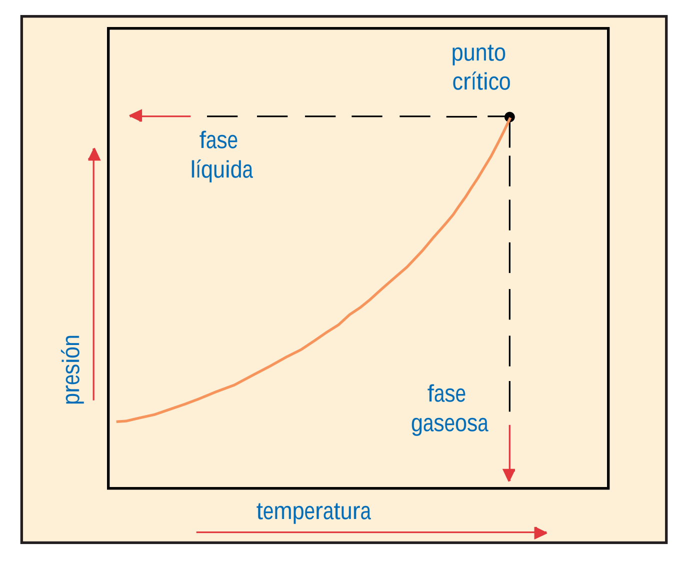


Fig. 5-20. El conocimiento de la presión y temperatura crítica de un gas es importante para apreciar la relación de fase gaseosa-líquida.

III. Generación de Hidrocarburos

De acuerdo con las teorías sobre la generación de hidrocarburos en los estratos geológicos, juega papel importante la deposición de material orgánico, el cual por descomposición, acción de la temperatura y de la presión subterráneas, a lo largo de los tiempos geológicos va pasando por etapas de maduración que lo transforman en kerógeno y finalmente en gas y/o petróleo (hidrocarburos).

El kerógeno está formado por 80 a 90 % de carbono y 2 a 10 % de hidrógeno, principalmente. Contiene trazas de oxígeno, nitrógeno y azufre. Y es con estos ingredientes que la naturaleza fabrica gas solo, gas y petróleo o petróleo sin mucho gas, según las teorías orgánicas de la génesis de los hidrocarburos.

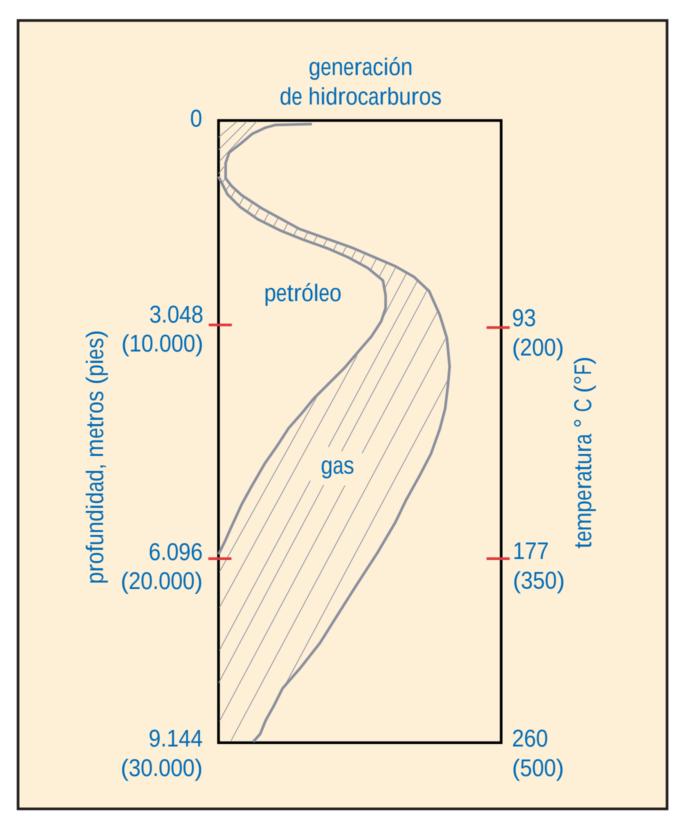


Fig. 5-21. Formación de hidrocarburos a partir de la materia orgánica y kerógeno en las rocas sedimentarias. John M. Hunt escribe y pregunta: ¿hay un límite de profundidad geoquímica para los hidrocarburos? Petroleum Engineer, marzo 1975, pp. 112-127.

Por observaciones de campo se ha constatado que las emanaciones o erupciones de gas libre o de gas acompañado de lodo provienen de estratos someros, profundos o muy profundos. Y el flujo de estas emanaciones o erupciones es continuo o intermitente, con poca o mucha fuerza expelente.

En las operaciones de exploración, cuando se usaban tacos de dinamita para provocar vibraciones en la corteza terrestre, se dieron casos en los cuales al abrir hoyos de muy poca profundidad para colocar la dinamita surgió gas natural procedente de estratos ubicados casi a flor de tierra.

De pozos muy llanos hasta los considerados muy profundos (6.000 metros) se ha verificado que los estratos pueden contener gas y petróleo o gas solo pero a medida que la perforación alcanza profundidades mayores de 9.000 metros, los pozos superprofundos muestran que la posible existencia de hidrocarburos sea puro gas solamente.

Esta tendencia ha llamado la atención de los expertos en el sentido de estimar si existe una profundidad a la cual se desvanecen las posibilidades de la presencia de hidrocarburos líquidos y aumenta la probabilidad de encontrar gas únicamente.

Cotejando y graficando la información de profundidad temperatura, generación de hidrocarburos y otros datos obtenidos de pozos someros, profundos, muy profundos y superprofundos, los expertos plantean si a profundidades mayores de 9.144 metros (30.000 pies) no se presentará la condición de destrucción de los hidrocarburos, petróleo y gas. Este planteamiento tiene validez cuando se consideran las intenciones de llevar la perforación a profundidades mayores de 10.000, 11.000, 12.000 y hasta 15.250 metros.

En un pozo superprofundo, 9.586 metros (31.442 pies), hecho en el sur de Oklahoma, se encontró azufre líquido y la perforación fue parada.

Hasta ahora el equipo y la tecnología aplicada para perforar hasta 9.600 metros han respondido a las expectativas y se considera que las temperaturas, presiones y riesgos a profundidades mayores pueden ser manejables.



Fig. 5-22. Un equipo de perforación en sitios remotos es indicativo de que se están explorando las posibilidades de descubrir nuevos prospectos petrolíferos, gas y/o petróleo.

IV. Exploración para el Gas

Los conocimientos y las técnicas básicas aplicadas a la búsqueda de hidrocarburos convergen todas hacia precisar si las características y condiciones geológicas generales de las rocas ofrecen posibilidades de almacenar y contener hidrocarburos en volúmenes comerciales, especialmente crudos. De allí que, por medio de estudios, fundamentalmente aerofotográficos y/o de geología de superficie, reforzados por levantamientos geoquímicos, gravimétricos, magnetométricos, sismográficos y afines, hechos a escala local o regional, se busque la existencia de estructuras o trampas, cuyas características geológicas y petrofísicas respondan a las que conforman un buen yacimiento.

Sin embargo, el explorador petrolero siempre ha aspirado a que las herramientas y técnicas de exploración le ofrezcan la posibilidad de detección directa y cualitativa de si la acumulación es de petróleo o de gas. Y gracias a los adelantos tecnológicos de estos últimos años, especialmente en la sismografía, está logrando sus deseos.

Adelantos técnicos en sismografía

Todos los adelantos técnicos en las diferentes disciplinas de la exploración petrolífera tienen por meta disminuir lo más posible el riesgo económico involucrado en la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos. Las erogaciones anuales de la industria para estudios y perforación exploratoria son cuantiosas. Se incrementan más estos desembolsos a medida que apremia la necesidad de hallar nuevos yacimientos para mantener y/o incrementar el potencial de producción y las reservas probadas de crudos y/o gas.

De 1960 para acá se ha perfilado un gran auge científico en todas las disciplinas geofísicas y la tecnología aplicada a la exploración petrolera. Esta evolución se ha mantenido firme en sismología y sismografía cuyos logros abarcan los siguientes rubros:

• Adquisición de datos. Se cuenta con novedosos diseños y adaptaciones de equipos para operaciones en tierra, en aguas llanas y pantanosas y costafuera. Para la instalación y transporte del equipo se han diseñado y construido camiones, furgones, helicópteros, aviones, lanchas, lanchones, barcazas, gabarras y barcos capaces de responder a cualquier exigencia.

La eliminación casi total del uso de dinamita para inducción de ondas se debe al diseño y construcción de equipo neumático o de percusión.

Se ha logrado refinamiento en el diseño y capacidad de captación de los geófonos, como también mayor poder de definición de los equipos de registros de las ondas. La introducción del sistema tridimensional de registros ha dado muy buenos resultados en aumentar la exactitud de detalles de delineación del subsuelo. La electrónica y el computador han aumentado la capacidad y calidad de obtención de datos.

• Procesamiento de datos. Si antaño era lento y exasperante el procesamiento de los datos sismográficos, actualmente la electrónica, la computación, la capacidad de almacenamiento de datos y apoyos a fines de delineación, fotocopia, color, producción y montaje permiten que el procesamiento se haga en horas, con mayor exactitud, nitidez y detalles.

• Interpretación de datos. Durante estos últimos años las nuevas técnicas han hecho posible que los exploradores extiendan y profundicen más sobre las teorías, conceptos y aplicaciones de sus conocimientos a la interpretación de la sismología, la sismografía y estudios geológicos de las rocas.

Han surgido adelantos en la interpretación de análisis de velocidad para determinar la existencia de estructuras y predecir la presencia de presiones anormales. Se ha refinado la técnica de detección de fallas y otros accidentes geológicos y características de las rocas. Se ha ampliado la precisión de investigación e interpretación de señales que apuntan indicaciones sobre acumulaciones de hidrocarburos. Sismogramas hechos hace años pueden ser reprocesados y reinterpretados, obteniendo así una fuente antigua de comparación adicionada a recientes levantamientos.

Los adelantos científicos y técnicos en las diferentes ramas de las Ciencias de la Tierra han hecho que la exploración petrolera sea ahora una tarea multidisciplinaria en la que geólogos, geofísicos, petrofísicos e ingenieros de petróleos, a su vez asistidos y apoyados en otros profesionales, confederen conocimientos, experiencias y esfuerzos para planificar campañas de exploración en tierra y/o costafuera. No obstante la disponibilidad de todos los recursos necesarios y el cumplimiento cabal de la permisería pertinente, hay dos factores que merecen muchísima atención: el límite de tiempo para las operaciones y las estaciones del año cuando han de iniciarse, conducirse y terminarse los trabajos de campo.

Si no se estima bien, el factor tiempo puede entrabar el progreso de los levantamientos deseados: geología de superficie, aerofotogeología, sísmica, gravimetría, magnetome-

Tabla 5-6. Inversiones para fortalecer el negocio. Actividades de exploración

Operaciones	1994	1993	1992	1991	1990
Sísmica convencional, km	5.985	4.824	2.911	12.974	8.947
Sísmica tridimensional, km^2	878	410	243	-	-
Pozos exploratorios acometidos	28	29	21	24	16
Reservas de crudos añadidas, MMB	525	467	340	235	545
Reservas de gas añadidas, $MMMm^3$	68,86	73,40	101,9	169,9	394
Inversiones, MMBs.	**30.466**	**19.856**	**12.741**	**13.277**	**5.817**
Sísmica, MMBs.	12.165	5.351	3.221	6.115	1.818
Perforación exploratoria, MMBs.	17.676	14.170	9.300	6.545	3.999
Otras, MMBs.	625	335	220	617	-

Fuentes: MEM-PODE, 1990-1993.
PDVSA, Informe Anual, años 1990-1994, inclusives.



Fig. 5-23. Camión especialmente diseñado para actividades de exploración, el cual genera ondas sísmicas por impacto. Este procedimiento sustituye el uso de la dinamita para generar ondas y evita el temor de la fauna silvestre a las explosiones.

tría, geoquímica, petrofísica o perforación estratigráfica somera de cateo. Todo esto requiere pensar en equipos, la mayoría de los cuales son obtenidos del extranjero, como también ciertos materiales y herramientas y determinado personal muy calificado. El programa definitivo de operaciones en tierra y/o costafuera debe realizarse durante las estaciones más apropiadas del año. El invierno tropical, o época de lluvias torrenciales, a veces imposibilita la movilidad de las cuadrillas sobre el terreno; y la época de huracanes en el mar Caribe plantea riesgos a la navegación.

El color: adelanto significativo

La presentación y observación de la configuración sismográfica en colores coadyuva a resaltar los indicadores directos de la presencia de hidrocarburos en las formaciones estudiadas.

Los colores, codificados de acuerdo con la longitud de sus ondas en concordancia con la amplitud, frecuencia y velocidad de los registros, forman un cuadro pictórico que los expertos pueden interpretar profundamente para hacer aflorar detalles imperceptibles a simple vista.

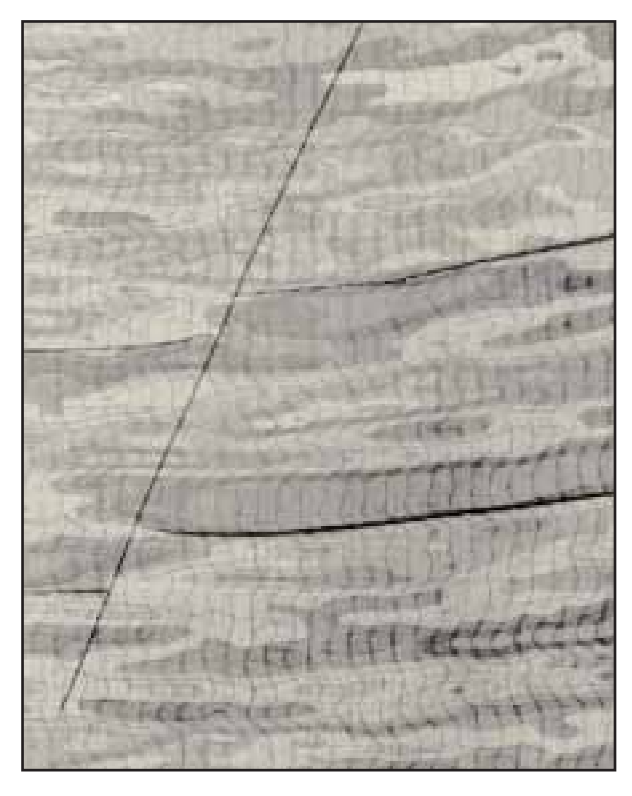


Fig. 5-24. Parte de un levantamiento sísmico en el que se observan líneas rectas dibujadas sobre la estratigrafía para demarcar las fallas estructurales de las formaciones..

De allí que "puntos brillantes" en las trazas sismográficas puedan ayudar en la identificación de la cúpula o cresta de la estructura, extensión de los estratos, cambios estratigráficos, espesores de los estratos, indicaciones de fallas, presencia y confinamiento de fluidos y otros detalles con sus características generales y específicas. Todas estas apreciaciones acrecentan el poder de evaluación de los estudios de exploración sismográfica y tienden a incrementar las probabilidades de descubrimiento de nuevos yacimientos o la revalidación de áreas conocidas.

Interesante es notar que los "puntos o trazas brillantes" tienen a su crédito significativos descubrimientos de gas e importantes correlaciones y revaluaciones de yacimientos recién descubiertos y añejos.

V. Operaciones de Perforación para Gas

La técnicas y modalidades de perforación para pozos petrolíferos o gasíferos son idénticas. Lo que varía es la terminación debido a las características de producción del yacimiento de gas solamente.

Ubicación del yacimiento

Si el yacimiento está en tierra firme o costafuera, su ubicación planteará aspectos operacionales que influirán sobre las decisiones pertinentes a las inversiones que tendrán que hacerse en perforación, en instalaciones de producción, sistemas de recolección y transporte por gasducto, plantas de tratamiento y acondicionamiento del gas y líquidos, y finalmente utilización y mercadeo del gas y sus derivados.

Espaciado de pozos

Para el yacimiento petrolífero o de gas libre cada pozo representa un punto de drenaje. Por tanto, cada pozo debe drenar por sí una cierta área que contiene un cierto volumen del petróleo o gas en sitio.

El espaciado o distancia entre pozo y pozo se selecciona en función de las características del yacimiento, de las propiedades físicas de los hidrocarburos y de aspectos económicos que involucran abrir determinado número de pozos para obtener y manejar determinados volúmenes de producción primaria comercial hasta un cierto límite económico en el tiempo, o sea años de producción.

Generalmente, los pozos quedan dispuestos en una configuración geométrica sobre el terreno. La distancia media entre pozos indica la supuesta área de drenaje correspondiente a cada pozo. En la práctica se ha constatado que entre pozos petrolíferos pueden ser de 90 a 600 metros, según las características del yacimiento y el crudo. En el caso de un yacimiento de gas la distancia es mayor, unos 1.800 metros debido a las características mismas del gas.

Los yacimientos de gas en tierra o costafuera plantean consideraciones que son



Fig. 5-25. La exploración costafuera ha logrado descubrir grandes yacimientos de petróleo y de gas libre. Esta clase de plataforma integral de perforación se ha utilizado en muchos sitios del mundo.

comunes, pero los de costafuera presentan además otros aspectos muy especiales. Por tanto, para este caso es importante considerar lo siguiente:

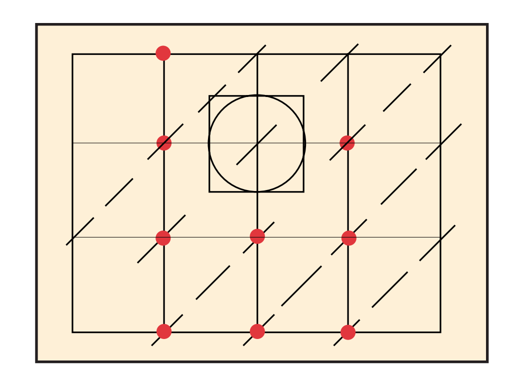
• Profundidad de los yacimientos.
• Extensión de los yacimientos.
• Magnitud de las reservas probadas y probables.
• Distancia costafuera.
• Profundidad de las aguas.
• Topografía y características del suelo marino.
• Tipos de instalaciones para perforación, producción y manejo del gas costafuera.
• Alojamiento de personal.
• Condiciones de los ambientes marino y costero.
• Navegación y transporte de suministros y personal; comunicaciones.
• Inversiones, costos y rentabilidad.

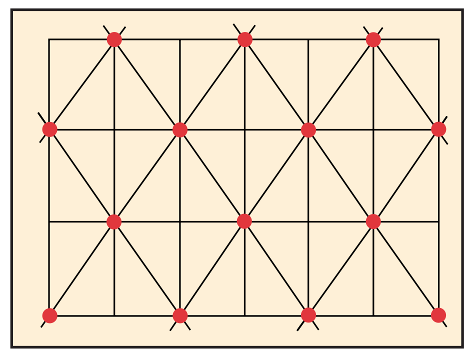
Terminación de pozos

No hay diferencias fundamentales en la terminación de un pozo gasífero y un pozo petrolífero. El enfoque y la apreciación de las condiciones geológicas y del estado del hoyo prácticamente son idénticas. Sin embargo, siempre surgirán consideraciones específicas acerca del más adecuado programa de sartas de revestimiento y las opciones que puedan presentarse según el número de yacimientos delineados para hacer terminaciones sencilla, doble, triple u otras alternativas inmediatas o futuras que aseguren el potencial y la producción de gas deseado.

También requiere ciertas consideraciones la terminación que se escoja si ha de ser a hoyo desnudo o entubado. Hoyo vertical, desviado, horizontal o inclinado. O si es necesario el fracturamiento del yacimiento para mejorar su caudal de flujo, si es que la formación acusa muy baja permeabilidad. Y si la formación productora es muy deleznable escoger el tipo adecuado de empaque con grava para contrarrestar el desmoronamiento de la pared del hoyo y evitar el flujo de arena hacia el pozo.

En el caso de la presencia de agentes corrosivos y/o de agua en el gas, será necesario pensar en el uso de revestidores y tubería





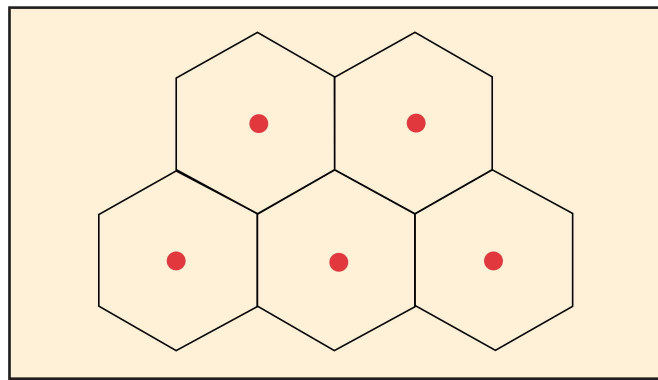


Fig. 5-26. Las tres configuraciones geométricas de distribución de pozos son válidas para productores de petróleo y para productores de gas libre. Lo que cambia en uno y otro caso es la distancia del espaciamiento entre pozos.

de educción más resistente a la corrosión y tomar medidas para facilitar la inyección de anticorrosivos al caudal de producción del pozo. El agua producible también puede ser corrosiva y su presencia en el caudal de producción puede escurrirse hasta inundar el fondo del pozo e impedir el flujo regular del gas hacia la superficie.

VI. Comportamiento y Manejo del Yacimiento y Pozos

El comportamiento y el manejo del yacimiento y de los pozos de gas influyen en la eficiencia de la producción y en el aprovechamiento óptimo de las posibilidades de la mayor extracción de líquidos del gas natural.

Los líquidos que puede contener el gas, como pentanos, hexanos y heptanos, se extraen en la superficie por medio de instalaciones de separación, absorción, refrigeración y plantas diseñadas específicamente para tales fines. Además, componentes del gas, como el metano, el etano, el propano y los butanos pueden ser licuados mediante tratamientos apropiados. La gasolina natural o cruda y el condensado se aprovechan también para mejorar mezclas y obtener mayor rendimiento de productos.

En la industria petrolera es común oír que el gas de tal yacimiento es seco o húmedo, magro, rico o muy rico en su contenido de líquidos, lo cual se expresa en una relación de volumen de líquidos de posible extracción de un determinado volumen de gas producido, expresado en galones o barriles por millón de pies cúbicos o en litros o metros cúbicos por millón de metros cúbicos de gas producido. Generalmente, se puede decir que el contenido de líquidos de un gas es **magro** si acusa entre 6 y 24 metros cúbicos de líquidos por millón de metros cúbicos de gas. **Rico** si contiene de 25 a 80 metros cúbicos y **muy rico** cuando rinde más de 80 metros cúbicos.

El gas en el yacimiento

El gas se encuentra en el yacimiento a cierta presión y temperatura. La magnitud de la presión original es importante porque es el agente propulsor del flujo de gas del yacimiento al pozo y del fondo de éste hasta la superficie y las instalaciones conexas de tratamiento y manejo. Además, pronósticos de la declinación de la presión en relación al volumen acumulado de gas producido servirán para determinar la presión que no puede auspiciar cierto volumen de flujo durante la vida productiva del yacimiento. También la apreciación del comportamiento de la presión servirá para determinar su declinación y acercamiento a la presión de rocío, o sea la presión a la cual se empieza a manifestar la condensación de los líquidos en el yacimiento.

La presión y la temperatura son factores tan importantes del gas en el yacimiento porque los líquidos que se condensen en el yacimiento humedecerán o mojarán la roca y ese volumen será difícil de extraerse, ocasionando así una pérdida económica.

El flujo del gas: del fondo del pozo a la superficie

Del yacimiento al fondo del pozo y de allí hasta el cabezal y luego a través de las instalaciones en la superficie, el comportamiento del flujo de gas y sus componentes se rige por las relaciones antes mencionadas: presión, volumen, temperatura (P-V-T).

Lo importante es mantener estas relaciones adecuadamente en el yacimiento y en el pozo, de manera que en esos dos sitios no haya condensación de líquidos para que en la superficie se obtenga la mayor extracción posible de líquidos por medio de:

• Etapas de separación y control de amplios rangos de temperatura.

• Estabilización de los líquidos por procesos adecuados.

• Obtención de líquidos en separadores de alta presión, y

• Estabilidad de los líquidos en las instalaciones de almacenamiento.

Si el gas contiene agua, ésta tiene que ser removida para lograr gas seco que va a los mercados, donde se utiliza como combustible en las industrias y hogares. De igual manera, el gas tiene que ser desprovisto de arena y/o sedimentos que se desprendan de la formación durante el flujo. Para lograr la limpieza del gas, éste se pasa por instalaciones de depuración específica diseñadas para tales fines.

Moléculas de los componentes del gas (metano, etano, propano o butano) se mezclan con el agua en ciertas proporciones, bajo la acción de la presión y la temperatura, para formar sólidos que trastornan la eficiencia de las operaciones de tratamiento y transporte. Estos hidratos tienen la apariencia de una mezcla aguada de color lechoso.



Fig. 5-27. En los centros de operaciones petroleras, el recibo y despacho de gas natural crudo, despojado y/o tratado se hace utilizando redes de tuberías de determinadas especificaciones.

Cuando el gas contiene sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno, helio, mercaptanos u otros compuestos, es necesario someterlo a tratamientos de extracción para depurarlo adecuadamente. Estos tratamientos o procesos requieren equipos o plantas adicionales, de diseño y funcionamiento específico, además de substancias que se añaden al gas para lograr la depuración deseada. Por tanto, este aspecto de las operaciones representa aumentos en inversiones y costos que deben ser amortizados mediante la rentabilidad de las operaciones.

VII. Transporte y Entrega del Gas a los Mercados

La parte final del manejo del gas la constituye el transporte desde las instalaciones de los campos y las entregas de volúmenes determinados a los mercados en ruta.

Estas dos fases representan en la práctica el mercadeo y la comercialización del gas. De acuerdo con las modalidades mundiales para este tipo de operaciones cabe mencionar aspectos interesantes.:

• Se da el caso de que existen empresas integradas cuyas operaciones (exploración, perforación, producción, transporte y mercadeo) están dedicadas exclusivamente al gas y no producen petróleo. Son empresas especializadas en el negocio del gas.

• Existen otras empresas integradas que se dedican mayoritariamente al petróleo y que pueden disponer de grandes volúmenes de gas asociado y de gas libre que las pueden inducir a comercializar el gas parcialmente o totalmente. Esto es que venden su gas a otras empresas y no se ocupan del mercadeo o podrían optar por transportar, distribuir y vender gas directamente.

• Hay casos en que el gas lo manejan varias empresas. Primero, la que lo produ-

ce y acondiciona. Segundo, la que lo transporta y es dueña del sistema de gasductos, y tercero, la que se encarga de la distribución y venta del gas en determinados mercados de su competencia.

Transporte

El gas se transporta por tuberías -gasductos- cuyos diámetros pueden ser de 10 a 122 centímetros, según el volumen y la presión requerida de transmisión. La longitud del gasducto puede ser de unos cientos de metros a miles de kilómetros, según la fuente de origen del gas y los mercados que lo requieran.

A medida que las distancias para transportar gas sean más largas, se presenta la consideración de comprimir el gas a presiones más elevadas para que llegue a los diferentes puntos de entrega en la ruta de la red de gasductos. Esto significa la necesidad de instalar estaciones de compresión en ciertos puntos. La compresión es un factor económico importante en la transmisión de gas por gasductos largos.

La compresión del gas se puede hacer por etapas. Generalmente se emplea una primera, segunda y tercera etapas de compresión que pueden satisfacer las presiones requeridas, al tomarse en consideración la presión de entrada y la de salida, la relación de compresión, la temperatura de entrada y de salida, el peso molecular del gas, para determinar la potencia de compresión requerida para determinado volumen fijo de gas, o sea 1.000.000 de pies cúbicos diarios o 28.320 metros cúbicos diarios. En la práctica, para este volumen y considerando todos los rangos de los parámetros antes mencionados, la potencia de la primera etapa puede estar entre 30 y 120 caballos de potencia (c.d.p.), la segunda, entre 120 y 250, y la tercera, entre 250 y 325. Estos rangos de etapas y potencia cubren presiones de descarga desde 25 a 3.500 lppc, o sea desde 1,75 a 246 kg/cm^2.



Fig. 5-28. Los gasductos de gran diámetro y de muchos kilómetros de longitud que transportan diariamente enormes volúmenes de gas requieren de estaciones de recompresión a lo largo del trayecto.

La Tabla 5-7 recoge la capacidad de varias instalaciones de gas natural en el país y destaca los cambios habidos entre 1975-1993.

Tabla 5-7. El gas natural de Venezuela en cifras

Renglones	1975	1983	1993
Reservas, MMMm^3	1.197	1.568	3.909
Producción bruta, Mm^3/d	104.133	87.030	115.518
Gasductos, km	3.339	4.220	6.631
Volumen transportado, Mm^3/d	24.852	35.027	96.264
Vendido/usado como combustible, Mm^3/d	29.181	40.608	41.830
Plantas de procesamiento	16	9	17
Capacidad efectiva, Mm^3/d	65.145	55.618	91.451
Plantas de inyección	57	66	83
Número de compresores	258	294	357
Potencial total, c.d.f. (h.p.)	1.329.060	904.154	1.573.375
Capacidad de inyección, Mm^3/d	118.914	128.190	178.789
Volumen inyectado, Mm^3/d	57.447	37.907	37.240
Número de yacimientos	116	142	150

Fuente: MEM-PODE, años correspondientes.

Distribución

De los campos de gas parten los gasductos principales hacia los centros de consumo. Sin embargo, en el trayecto puede ser que ramales del gasducto vayan a otros sitios para llevar gas a determinadas poblaciones y de igual manera, en ciertos puntos, pueden unírsele al gasducto principal otros que arrancan de campos diferentes de gas para complementar los volúmenes deseados de entrega para toda la red.

Al llegar a cada sitio de consumo, el gasducto principal alimenta la red secundaria de distribución que surte a la ciudad y a los diferentes tipos de grandes y pequeños usuarios. El flujo de gas es continuo durante las veinticuatro horas del día y el suministro lo recibe cada cliente a presión y volumen cónsonos con los requerimientos a través de medidores y reguladores que controlan la eficiencia del servicio.

La capacidad de la red es siempre suficiente para atender variaciones en la demanda, ya que desde los pozos y las instalaciones de campo y a todo lo largo del sistema se cuenta con alternativas que garantizan el suministro. Por ejemplo, en países de clima frío, durante el invierno se consume mucho más gas que durante el otoño, la primavera o el verano. Para responder a los incrementos y picos volumétricos se carga la red con más gas incrementando la presión, lo cual puede hacerse gracias a la compresibilidad del gas.

Entre países vecinos productores y consumidores de gas natural se hacen entregas por gasductos regionales de cientos de kilómetros de longitud. Ejemplos de esta modalidad los hay en Canadá/Estados Unidos/México; Rusia/Europa Oriental y Europa Occidental. En 1990 las entregas por fronteras en todo el mundo sumaron 640 MMm^3/d. Además, la flota mundial de metaneros para las entregas de gas natural licuado (GNL) entre terminales marítimas, en 1990 transportó 198 MMm^3/d. Estas cifras dan idea de la utilización y del negocio que representa el gas natural (ver Tabla 5-1). Para el año 2010 se estima que los volúmenes internacionales requeridos habrán aumentado 21 % y se necesitarán unos 600 a 800 $MMM para el gas transportado por gasductos y unos 60 $MMM para el GNL. En 1994 la flota metanera mundial hizo 1.619 viajes y entregó el equivalente a 395 MMm^3/d de GNL, o sea, casi 50 MMm^3 interanual de aumento respecto a 1990, según cifras de Oil and Gas Journal, julio 1991, p. 21, y enero 15, 1996, p. 45.



Fig. 5-29. Instalaciones para distribución de gas doméstico en La Haciendita, Cagua, estado Aragua.

Exportaciones de derivados del gas

A propósito de las expectativas de los derivados del gas natural en los mercados mundiales, Venezuela ha participado durante años con modestas cifras de exportación hacia

Tabla 5-8. Exportaciones directas de derivados del gas, miles de barriles

Año	Gasolina natural	Gases Líquidos del Petróleo					Total
		Butano	Iso-Butano	Propano	Mezclas de GLP	Subtotal	
1975	3.894	4.672	22	6.040	173	10.907	14.801
1983	415	740	-	393	288	1.421	1.836
1984	-	89	-	672	417	1.178	1.178
1985	-	1.151	-	679	-	1.830	1.830
1986	151	2.573	664	6.921	-	10.158	10.309
1987	959	1.985	596	6.168	99	8.848	9.807
1988	-	3.150	376	6.092	143	9.761	9.761
1989	-	2.403	304	7.100	230	10.037	10.037
1990	1.211	2.137	252	4.898	43	7.330	8.541
1991	1.170	1.318	377	6.114	-	7.809	8.979
1992	132	356	425	3.692	-	4.473	4.605
1993	676	221	465	3.232	198	4.116	4.792

Fuente: MEM-PODE, 1975-1993.

los cinco continentes, principalmente con mayores volúmenes de butano y propano. Las cifras de la Tabla 5-8 confirman las realizaciones logradas.

A partir de 1984, el sector petroquímico venezolano inició la expansión de sus actividades y comenzó a utilizar más insumos producidos en el país, a expensas de los volúmenes que podrían exportarse.

VIII. El Precio del Gas

En el país, la utilización del gas ha seguido ganando clientes, además de su uso en la propia industria para aumentar la extracción adicional de petróleo mediante la inyección a los yacimientos y como fuente de energía en las operaciones.

La utilización del gas natural, tanto aquí en Venezuela como en el resto del mundo, está aumentando. Su precio se está equiparando respecto al del petróleo, de acuerdo al poder calorífico. La equivalencia se expresa en $ por cada mil pies cúbicos o millón de BTU de gas en comparación con el precio del barril de petróleo.

Se ha mencionado que el poder calorífico del gas está entre 900 y 1.250 BTU por pie cúbico, cifras equivalentes a 8.000 y 11.115 kilocalorías por metro cúbico, respectivamente. Aproximadamente, una libra de petróleo crudo representa de 15.350 a 22.500 BTU. El poder calorífico exacto de una muestra de gas o de crudo se hace en el laboratorio.

La Tabla 5-9 da una idea de los precios semanales del mercado a futuro.

Tabla 5-9. Cotizaciones de precios a futuro

Fecha	Crudo liviano dulce $/Brl.	Gas natural $MM BTU
22-12-1995	19,17	2,85
29-12-1995	19,42	2,62
05-01-1996	19,97	2,93
19-01-1996	18,61	2,17
26-01-1996	18,07	2,31
02-02-1996	17,65	2,49

Fuente: Oil and Gas Journal, enero 8, 15, 22, 29 y febrero 5, 12, 1996.

El comportamiento del mercado mundial de hidrocarburos, en lo que respecta a precios, fluctúa unos centavos de dólar hacia arriba o hacia abajo de un día para otro, a menos que ocurran eventos catastróficos que podrían aumentar el precio significativamente. Sin embargo, ni los eventos catastróficos en los últimos años han sido capaces de influir drásticamente en el precio del petróleo.



Fig. 5-30. La importancia que seguirá adquiriendo la industria del gas en el futuro se podrá apreciar por la capacidad mundial de sus instalaciones y la producción de líquidos.

Las naciones industriales como grandes importadoras de hidrocarburos recurren a sus reservas estratégicas (inventarios acumulados) para complementar sus demandas diarias. Además, podrían imponer racionamiento del consumo propio, disminución de la velocidad del tránsito automotriz o la sustitución de un tipo de energía por otro para que no escaseen los suministros mientras dura el conflicto.

En lo que va de esta década de los noventa, ni la invasión a Kuwait por Iraq ni la guerra del Golfo ni otros serios enfrentamientos en el Medio Oriente causaron desbarajustes en los precios mundiales de los hidrocarburos. La capacidad de balance del caudal diario mundial de crudos entre productores no-OPEP y los de la OPEP es tal que las divergencias pendientes y las que puedan suscitarse tienen que ser ahora objeto de entendimiento entre todos: productores, importadores, distribuidores y consumidores. Además del suministro y los precios, está en juego el equilibrio económico del mundo.

Sin duda, el gas será en el futuro fuente importante de energía para Venezuela. Las reservas probadas para 1983 acusaron 1.562.332 millones de metros cúbicos, mayoritariamente gas asociado. Afortunadamente, los descubrimientos de yacimientos de gas no asociado hechos en 1981 y 1982, en tierra y costa afuera, fueron contabilizados y reforzaron inmensamente el potencial de futuras reservas y capacidad de producción. Para 1990, el país llegó a duplicar holgadamente sus reservas respecto a 1983 al contabilizar 3.428.560 millones de metros cúbicos. En 1993, la cifra fue de 3.909.098 millones de metros cúbicos (MEM-PODE, 1993).

Tabla 5-10. Instalaciones, producción y capacidad de la industria mundial del gas natural

	1983*	1997**
Número de plantas	1.367	1.568
Capacidad de gas, MMPCD	129.306	190.616
Gas manejado, MMPCD	74.926	130.855
Producción, b/d		
Etano	318.440	410.486
Propano	542.304	471.248
Iso-Butano	38.740	102.955
n-Butano	180.130	195.092
Gas líquido mezclado	94.600	492.867
Gas líquido crudo	1.012.488	2.065.300
Gasolina natural desbutanizada	273.017	542.802
Otros	297.457	593.105
Total	**2.757.176**	**4.873.855**

* Oil and Gas Journal, July 16, 1984. No se incluyen países socialistas.
** Oil and Gas Journal, June 2, 1997. Incluye todos los países al 01-01-1997.

Tabla 5-11. Venezuela: producción y distribución del gas natural, 1983-1995

millones de metros cúbicos

Año	Producción bruta	Inyectado	Arrojado	Otros usos	Distribución de otros usos					
					Transformado productos y mermas 1/	Sometido a impuestos		No sometido a impuestos		Donado
						Combustible	Vendido	Combustible	Vendido	
1983	31.766	12.866	1.725	17.165	1.525	2.290	1.943	2.794	8.235	369
1984	32.574	12.030	1.756	18.788	1.488	2.307	2.244	2.847	9.495	370
1985	32.996	12.428	1.617	18.951	1.625	2.367	2.107	2.676	9.814	362
1986	36.275	12.040	2.775	21.460	2.386	2.871	1.981	2.909	10.886	427
1987	36.236	11.359	3.690	21.187	2.600	2.737	2.227	2.705	10.479	439
1988	38.457	12.939	3.727	21.791	2.763	2.676	3.089	2.577	10.141	545
1989	38.922	14.001	2.613	22.308	2.770	2.938	3.224	2.660	10.170	546
1990	41.763	13.242	3.449	25.072	3.106	2.956	4.062	3.016	11.365	567
1991	42.326	13.283	3.616	25.427	3.525	3.233	6.069	3.137	8.897	566
1992	42.476	13.599	3.494	25.383	3.766	3.565	6.110	2.840	8.555	547
1993	42.164	11.726	3.388	27.050	1.437	4.059	10.708	2.814	7.467	565
1994	44.487	12.175	3.545	28.767	4.092	9.614	13.625	5.087	2.948	1.436
1995	48.359	13.207	3.562	34.600	4.627	5.075	16.682	3.742	3.845	629

1/ Incluye pérdidas o ganancias por transferencias.

Fuentes: MEM, Dirección de Petróleo y Gas. División Técnica de Gas Natural.
MEM-PODE, 1993, p. 58; 1994, 1995.

Referencias Bibliográficas

1. ALTIERI, V. J.: **Gas Analysis and Testing of Gaseous Materials**, American Gas Association, New York, 1945.

2. BALESTRINI, César: **Economía Minera y Petrolera**, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1959.

3. BAPTISTA, Federico G.: **Historia de la Industria Petrolera en Venezuela**, Creole Petroleum Corporation, Caracas, 1966.

4. BRECHT, Christoph: "Gas - Energy of the Future", en: **Hydrocarbon Processing**, November 1980, p. 76.

5. BROWN, George Granger: **Deviation of Natural Gas from Ideal Gas Laws**, Clark Bros. Co. Inc., Olean, New York.

6. CARO, Rubén A.: **Utilización del Gas en Venezuela**, Corporación Venezolana del Petróleo, Caracas, marzo 1962.

7. CENTENO, Roberto: **Economía del Petróleo y del Gas Natural**, Editorial Tecnos, Madrid, 1974.

8. **Compressed Air and Gas Data**, Ingersoll-Rand Co., Phillipsburgh, New Jersey.

9. CONICIT: **Fuentes Energéticas. Una Perspectiva Venezolana**, Conicit, Caracas, 1977.

10. CURRI, R.N.: "Gas BTU Measurement Inconsistencies Examined", en: **Oil and Gas Journal**, July 21, 1980, p. 56.

11. DIEHL, John C.: **Natural Gas Handbook**, Metric Metal Works, Erie, Pennsylvania, 1927.

12. FOWIER, E.D.; RHODES, A.F.: "Checklist Can Help Specify Proper Wellhead Material", en: **Oil and Gas Journal**, January 24, 1977, p. 62.

13. FRICK, R.W.; HEGGLUND, J.W.: "Financing International Oil and Gas Projects", en: **World Oil**, May 1981, p. 207.

14. FRICK, Thomas C.: **Petroleum Production Handbook**, Vol. II, Reservoir Engineering, McGraw - Hill Book Company, Inc., New York, 1962.

15. GLASSTONE, Samuel: **Textbook of Physical Chemistry**, D. Van Nostrand Company, Inc., New York, 1947.

16. HUNT, John M.: "Is There a Geochemical Depth Limit for Hydrocarbons?", en: **Petroleum Engineer**, March 1975.

17. HUNTINGTON, R.L.: **Natural Gas and Natural Gasoline**, McGraw - Hill Book Company, Inc., New York, 1950.

18. **Hydrocarbon Processing**:
- "Gas Processing Developments", (varios artículos), April 1981.
- **Gas Processing Handbook**, (varios procesos), April 1979.

19. HYNE, J. B.; DERDALL, G.D.: "How to Handle Sulphur Deposited by Sour Gas", en: **World Oil**, October 1980, p. 111.

20. MARTINEZ, Aníbal R.: **Chronology of Venezuelan Oil**, George Allen and Unwin Ltd., Londres, 1969.

21. Ministerio de Energía y Minas:
A. **Carta Semanal**.
B. **Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE)**, (anual).
C. **Convención Nacional de Petróleo**, 1951.

22. McCORMICK, William T.; KALISCH, Robert B.; WANDER, Thomas J.: "American Gas Association Assesses World Natural-Gas Supply", en: **Oil and Gas Journal**, February 1978, p. 103

23. NIETO, G.: "Venezuela to Help Meet LPG Demands", en: **Hydrocarbon Processing**, July 1978, p. 56-G.

24. **Oil and Gas Journal**:
- "Gas Processing", (varios artículos), July 13, 1981.
- "International Gas Trade Report", July 1, 1991, p. 21.
- "Tomorrow´s Natural Gas Strategies", Oil & Gas Journal Special, March 13, 1995, pp. 45-70.

- "LNG Shipments in 1994 set records", January 15, 1996, p. 45.

25. **Oil and Gas Production**, Engineering Committee, Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Oklahoma, 1951.

26. PENNER, S.S.: **Thermodynamics**, Addison-Wesley Publishing Co., Reading, Massachusetts, 1968.

27. PEREZ ALFONZO, Juan Pablo: **La Dinámica del Petróleo en el Progreso de Venezuela**, Dirección de Cultura, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1965.

28. RIVERO G., Miriam: "Con Super Octanos arrancó la petroquímica en Oriente", en: **Diálogo Industrial**, Corpoven, N° 37, Año XII, julio/septiembre 1991.

29. SEATON, Earl: "Pipeline Economics U.S. Pipeline System Continues to Grow", en: **Oil and Gas Journal**, August 11, 1980, p. 59.

30. STANDING, M.B.: **Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon System**, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1952.

31. STEPHENS, Maynar M.; SPENCER, O.F.: **Natural Gas Engineering**, Volume II, The Pennsylvania State College, Pennsylvania, 1949.

32. STRIGHT, Daniel H.: "Routine Evaluation of Gas Well Performance", en: **Oil and Gas Journal**, June 1, 1981, p. 133.

33. STULL, D.R.; PROPHET, H.: **Janaf Thermodynamical Tables**, U.S. Bureau of Standards, Washington D.C.

34. **The Chemical and Engineering Dictionary**, The Chemical Publishing Company of N.Y., Inc., New York, 1942.

35. VALLENILLA, Luis: **Auge, Declinación y Porvenir del Petróleo Venezolano**, Editorial Tiempo Nuevo, Caracas, 1973.

36. VILLALBA, Rodrigo: **La Industria del Gas Natural en Venezuela**, Corporación Venezolana del Petróleo, Caracas, 1971.

37. WELT, Ted: “Gas Processors Worldwide are Building for a Bigger Future”, en: **Oil and Gas Journal**, July 14, 1980, p. 67.

Capítulo 6

Refinación

Indice

Introducción

En los cinco capítulos anteriores (1. ¿Qué es el Petróleo?; 2. Exploración; 3. Perforación; 4. Producción; 5. Gas Natural) se explican conceptos fundamentales sobre la constitución de los hidrocarburos, su generación y captura en las formaciones geológicas y las actividades que la industria petrolera realiza diariamente para buscar, cuantificar y producir yacimientos petrolíferos y/o gasíferos. Este sexto capítulo trata de la refinación de los hidrocarburos.

La idea original (1853) de refinar el petróleo para convertirlo en iluminante con fines comerciales fue el motivo que indujo a la creación formal de la primera empresa petrolera.

Este primer paso fue muy positivo y trascendente. De los primeros análisis rudimentarios de refinación se pudo constatar que esta nueva fuente para iluminantes respondía a las expectativas de los interesados. Mas, la destilación por rangos de alta temperatura rindió productos que se distinguían por sus características de color, fluidez, combustión y determinados porcentajes de rendimientos subsecuentes de la muestra original. Las últimas partes remanentes mostraron cualidades que eran aptas como lubricantes y grasas, y los residuos finales también prometieron oportunidad de tratamiento si se hubiese dispuesto del equipo apropiado, de la fuente de energía que generase muy altas temperaturas y de la tecnología requerida.

De entonces acá, los adelantos científicos y tecnológicos en la refinación de crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados o mezclas de ellos son testimonio del progreso industrial de los últimos cuarenta y un años del siglo XIX, y más ampliamente del auge vertiginoso de la utilización de los hidrocarburos en los años finales del siglo XX. Sin los casi 3.000 derivados del petróleo y del gas natural, todas las actividades que conforman el diario quehacer se verían comprometidas. Ciertamente se depende del petróleo mucho más de lo que en verdad diariamente se observa.

No son solamente las gasolinas, grasas y lubricantes que diariamente consume el transporte automotor privado y público. Es también el transporte marítimo, ferrocarrilero y aéreo. Son los derivados que van para las industrias de la construcción, la agropecuaria, la textilera, la metalmecánica, la farmacéutica, la eléctrica, la minera, la del calzado, la de alimentos, la automotriz, la aviación, los astilleros, las de fabricación de artículos del hogar, las de las comunicaciones; las oficinas, fábricas, talleres; consultorios, clínicas y hospitales; y tantos otros sitios donde son indispensables los diferentes productos extraídos del petróleo.

Todo lo antes mencionado indica el porqué es tan importante el uso racional de los derivados del petróleo, especialmente aquellos que se consumen en el transporte. Pues es necesario pensar que el petróleo es un recurso natural no renovable. Sus características y propiedades son tan singulares y la variedad de sus derivados tan extensa que difícilmente se puede contar con otra materia prima capaz de sustituirlo plenamente.

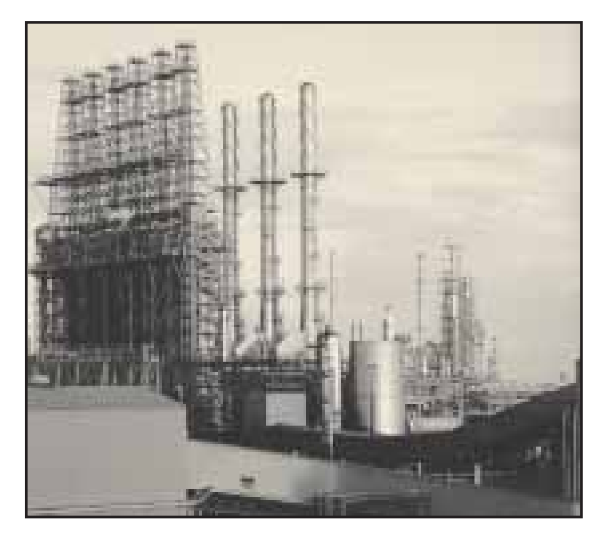


Fig. 6-1. Parte de los equipos e instalaciones específicas que conforman el Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

Cada refinería representa una instalación de diseño y complejidad específicas, que corresponde a procesos únicos. Las plantas pueden ser muy sencillas, como son las de destilación primaria, o pueden constituir un extenso tren de procesos de alta tecnología para obtener determinados productos semielaborados y/o definitivos. Cada refinería es primordialmente un centro de química e ingeniería química aplicada, cuyo funcionamiento diario se afinca también en muchas otras ramas de la ingeniería y especialidades afines. Pero por sobre toda la ciencia y toda la tecnología, todas las instalaciones novedosas y todos los insumos más adecuados, ese funcionamiento eficaz descansa diariamente sobre la preparación y la experiencia del personal que maneja la refinería.

La capacidad de carga, o sea la dieta o el volumen diario de determinado(s) crudo(s) que se refina(n), y los diferentes procesos y plantas con que cuenta cada refinería son el resultado de estudios técnicos y económicos, basados en la demanda y oferta de productos, en las características y proyecciones del mercado, en la fuente de suministro de crudos al más largo tiempo posible, en las inversiones, en los costos de operaciones, en la rentabilidad y en los aspectos futuros de comercialización de nuevos productos por modificación o adición de plantas a la refinería. Puede ser que la refinería supla el mercado local, el regional, el nacional o en parte ciertos y determinados mercados de ultramar. Por tanto, su complejidad y capacidad se ajustarán a estos requerimientos.

La refinería representa en sí un enclave tecnológico altamente autosuficiente. Por las características y exigencias de las operaciones, los servicios básicos, como son fuerza y luz eléctrica, gas, agua, vapor, aire, refrigeración y calor, deben funcionar confiablemente. Las operaciones de refinación son continuas, veinticuatro horas al día todo el año, excepto por desperfectos o accidentes imprevisibles. Sin embargo, como de tiempo en tiempo es necesario parar equipos o plantas para revisiones y mantenimiento, estas paradas se hacen de acuerdo con un plan detallado de trabajo que garantiza el mínimo entorpecimiento de las operaciones.

La magnitud y el alcance de las operaciones mundiales de refinación son extensas. La producción diaria de millones de barriles de crudos, con algunos altibajos, está precisamente orientada a cumplir con los requerimientos de las refinerías, que a la vez satisfacen diariamente la demanda de los consumidores de productos derivados de los hidrocarburos. Las cifras de la Tabla 6-1 dan idea de estas operaciones.

Tabla 6-1. Producción mundial de crudos, capacidad de refinación y producción de gas

Año	Producción de crudos (miles b/d)	Capacidad de refinación (miles b/dc)	Producción de gas (MMm^3/d)
1986	56.184	73.231	5.434,9
1987	55.358	72.518	5.747,0
1988	57.928	73.153	6.026,4
1989	58.873	74.086	5.590,7
1990	60.365	72.714	5.689,8
1991	59.966	73.798	5.778,1
1992	59.978	73.686	5.766,7
1993	59.553	74.138	5.927,8
1994	60.521	74.167	5.980,9
1995	61.445	74.452	6.092,3

Fuentes: MEM-PODE, 1990,1993.
Oil and Gas Journal, December 19, 1994; December 18 y 25, 1995; March 11, 1996.

Sobre las cifras anteriores cabe una observación. La diferencia entre la producción y la capacidad instalada de refinación no es tan grande si se toma en cuenta que esta última, por razones obvias, casi nunca se utiliza ciento por ciento. Además, en los campos petroleros, en las terminales y en las propias refinerías cada día hay millones de barriles de crudos almacenados, disponibles para cubrir déficits temporales en la producción o demandas inusitadas en la dieta diaria de las refinerías. Por otra parte, la producción de gas equivalente a barriles de petróleo representa un buen volumen adicional de hidrocarburos líquidos.

La producción mundial total de gas en 1995 acusó 6.093,3 MMm^3/d, equivalente a 38,2 millones de barriles diarios de petróleo. Si el contenido de todo ese gas fuese magro, rico o muy rico, se podría obtener un promedio de 15, de 52 o de 80 m^3 de líquidos por 1.000.000 de m^3 de gas, respectivamente. Esto equivale a la producción de 574.903; 1.989.824; ó 3.066.148 b/d de líquidos, respectivamente, si todo el gas fuese tratado.

Sin embargo, sólo cierto porcentaje del volumen total del gas producido es en realidad tratado y procesado. La idea de mencionar estas cifras es para mostrar la importancia de los líquidos que pueden extraerse del gas y su contribución a los volúmenes de producción y de refinación.

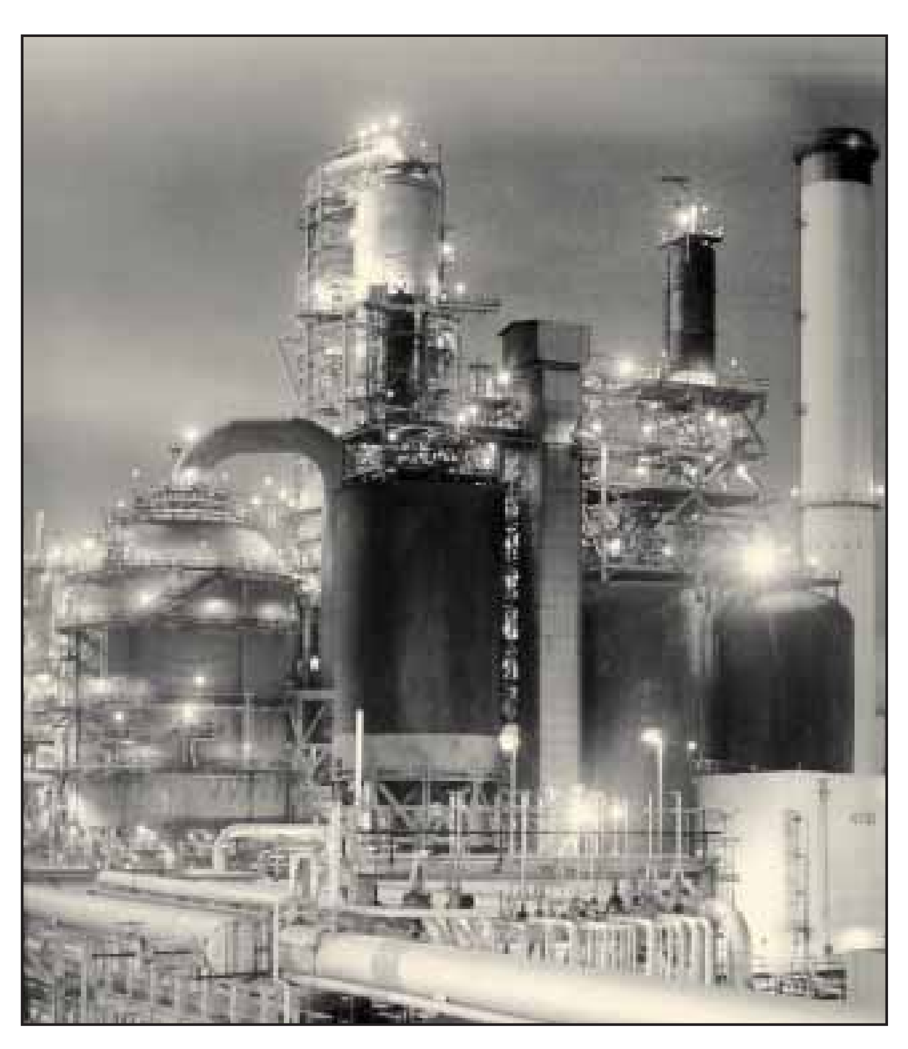


Fig. 6-2. Vista parcial del Centro de Refinación Paraguaná y sus complejas instalaciones.

I. Una Idea, un Informe: una Industria

La refinación de hidrocarburos antecede por muchas décadas el comienzo formal de la industria petrolera (1859) como gestión comercial. Las primeras destilaciones rudimentarias de crudos se hicieron por los años 1788 y 1798, pero los productos obtenidos no encontraron utilización práctica y los esfuerzos se esfumaron.

Por el año 1846, el geólogo canadiense Abraham Gesner inventó una lámpara para ser utilizada con combustible extraído de la lutita bituminosa. Sin embargo, este adelanto de la época tampoco cosechó la apreciación pública que entonces pudo haber merecido. Quizá se debió a las dificultades mecánicas de extraer el petróleo de la lutita, a los costos de extracción y a la imposibilidad de obtener volúmenes adecuados de combustibles. Aún hoy la extracción de crudo de la lutita es objeto de investigación y consideraciones como fuente alterna de energía.

En 1853, George H. Bissell y su socio Jonathan G. Eveleth se interesaron en una emanación de petróleo en el condado de Venango, estado de Pennsylvania, y se hicieron la siguiente pregunta: ¿Por qué no puede ser utilizado el petróleo como iluminante, siempre y cuando se disponga de una fuente abundante?

Antes de proseguir con sus inquietudes y expectativas comerciales, Bissell y Eveleth encomendaron al profesor Benjamin Silliman hijo, del Colegio de Yale, que hiciese un análisis del crudo de Venango. El 16 de abril de 1855 quedó concluido el análisis y el informe fue remitido a los interesados. Este análisis fue el fundamento para la creación de la Pennsylvania Rock Oil Company of New York, el 30 de diciembre de 1854. El 28 de agosto de 1859, el coronel Edwin Drake, encargado de las operaciones de la empresa, terminó en la finca de los Hibbard, cerca de Titusville, Pennsylvania, el pozo iniciador de la industria petrolera.

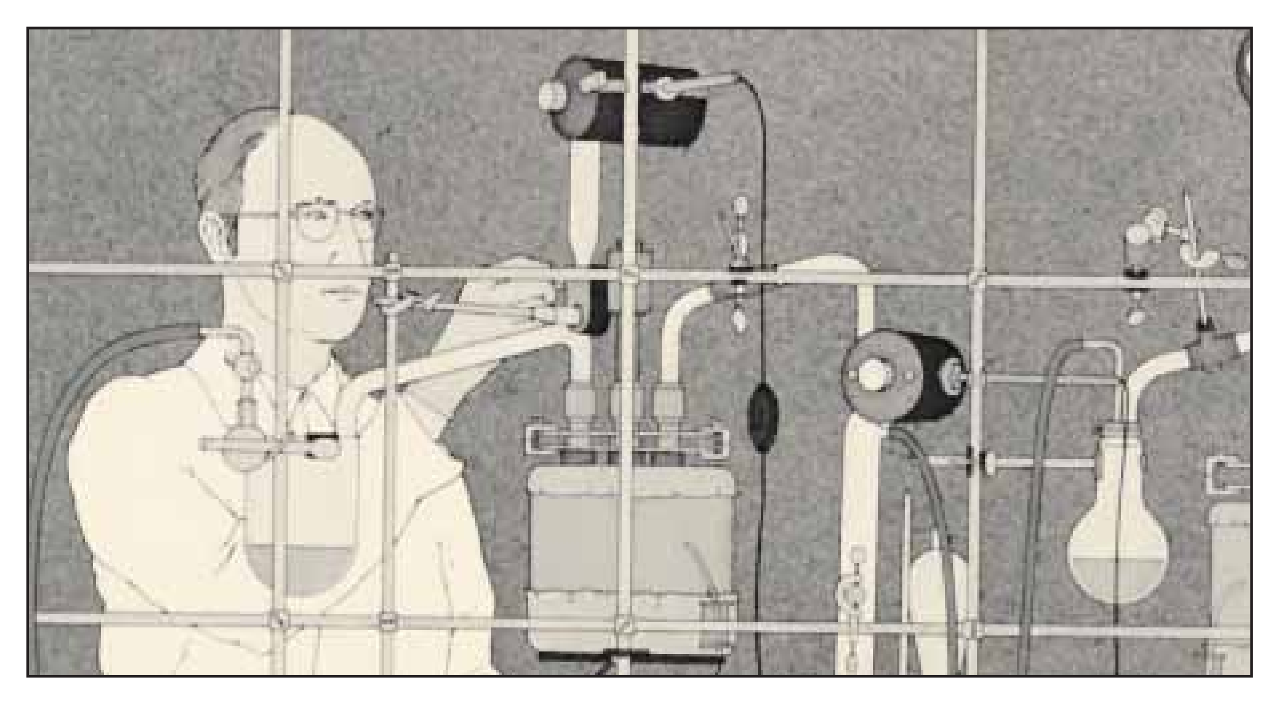


Fig. 6-3. Desde los comienzos (1853) de las gestiones por establecer el petróleo y la industria petrolera (1859) como fuente de iluminantes, el laboratorio fue y continúa siendo sitio indispensable para el progreso científico y tecnológico del petrolero.

El trabajo de Silliman

El análisis de crudo y el informe respectivo hechos por el profesor Silliman constituyen muestras sobresalientes de la tecnología química aplicada de la época y del arte de redacción, no obstante las limitaciones de los recursos disponibles entonces.

El informe describe las características generales del crudo: color, viscosidad, olor, densidad, susceptibilidad al calentamiento (ebullición y vaporización), dificultad para incendiarse, propagación de la llama y abundancia de humo, manchas de grasa que deja sobre el papel, sus cualidades como lubricante y la inalterabilidad de su consistencia por exposición al aire. Al tratar lo antes mencionado concluye que el petróleo examinado puede ocurrir en abundancia en los predios de los interesados y que podría extraerse abriendo pozos en grandes extensiones de tierra que año a año producirían sin decaer. Termina esta parte con estas preguntas: ¿Qué valor tendrá para las artes y para qué usos podrá ser empleado?



Fig. 6-4. Benjamin Silliman, hijo.

Para determinar los productos que podrían obtenerse de la muestra, ésta fue sometida a la destilación térmica mediante la regulación de rangos de temperatura en baño de María con agua y luego con aceite de linaza para promover el aumento de temperatura por encima de 100 °C (212 °F). El proceso fue tedioso y dificultoso, pero la muestra original de 304 gramos y densidad de 0,882 (28,9 °API)

Tabla 6-2. Análisis original (1855) de una muestra de petróleo de Venango, Pennsylvania, E.U.A., por B. Silliman, hijo

Fracción	Temperatura °C	Peso gramos	Densidad	Características
1	100	5	_	Agua acidulada.
2	140-150	26	0,733	Aceite incoloro, muy liviano y limpio.
3	150-160	29	0,752	Ligeramente amarillento, muy transparente, limpio.
4	160-170	38	0,766	Más amarillento y distinto al anterior.
5	170-180	17	0,766	De más color, más consistente y olor empireumático.
6	180-200	16	0,800	De mucho más color y más denso que el anterior, y los dos siguientes mucho más.
7	200-220	17	0,848	
8	220-270	12	0,850	
	Total destilado	160		
	Total residuo	144		
	Total cantidad original	304		

rindió ocho fracciones destiladas para un total de 160 gramos y dejó 144 gramos de residuo.

Interesantes fueron estos resultados, tanto por las apreciaciones y conclusiones logradas, que daban respuestas a las expectativas de los interesados y del investigador por la técnica empleada en la conducción de los experimentos. La densidad de los destilados obtenidos corresponde, respectivamente, en °API, a: 61,4; 56,7; 53,2; 53,2; 45,4; 35,4; 34,2. Todos fueron productos muy livianos, lo cual indica que las temperaturas finales, de 220-270 °C, no fueron suficientes para destilar el residuo (144 gramos) totalmente. Si se hace un cálculo ponderado de lo obtenido, los 155 gramos de destilados reconstituidos tendrían 51 °API.

En el informe se anotan importantes consideraciones que cubren puntos como los siguientes:

• El experimento se realizó fundamentalmente en la creencia de que el crudo contenía varios tipos de productos diferentes y con diferentes grados de ebullición.

• Con el baño de María con agua no se pudo destilar la muestra más allá de 100 °C y por ello se optó por la linaza.

• Las temperaturas de ebullición de los productos presentaron ciertas anomalías, pero la ebullición fue progresiva.

• La variedad de productos obtenidos, en concordancia con las temperaturas, indicó que eran mezclas de otros productos o que fueron producidos por la acción de la temperatura y el cambio químico ocurrido durante el proceso.

• El examen químico de todos estos aceites demostró que estaban compuestos por carbono e hidrógeno y probablemente estos mismos elementos tienen la misma relación numérica.

• Para verificar la reacción de ciertos elementos químicos sobre los derivados o de éstos sobre aquéllos, se emplearon: cobre, ácidos sulfúrico, nítrico, hidroclorhídrico, acético y crómico; hidratos de potasa, sodio y calcio, y algunos blanqueadores.

• Una muestra del crudo fue vaporizada y produjo gas de hidrógeno casi puro; 455 gramos de crudo se convirtieron en 0,2833 m^3 de gas que al quemarse como iluminante produjo una llamada intensa, con humo en el mechero corriente pero que al probarse en la lámpara de Argand emitió una llama perfecta.

La destilación a altas temperaturas

Una de las limitaciones con que tropezó la realización del análisis fue la resistencia del equipo de vidrio a mayores temperaturas. El producto o derivado número 8 se logró a 270 °C (518 °F).

El profesor Silliman seleccionó equipo hecho de metal para la destilación y utilizó un alambique de cobre de unos 23 litros de capacidad. En resumen la muestra de crudo de 560 onzas (15,9 kilogramos) rindió los resultados indicados en la Tabla 6-3.

Es interesante notar las experiencias obtenidas de este segundo análisis, como fueron: el cambio del equipo; la destilación de un 93 % de esta muestra en comparación con 52,6 % de la primera, gracias a las más altas temperaturas; el tratamiento de unos productos con agua hirviendo y finalmente la presencia de cristales de parafina en el producto número 5.

Si se considera que para la fecha se estaba en las gestiones de indagación de posibilidades de crear una industria y que el éxito dependería de la transformación de la materia prima, sin duda, la conducción y resultados de estos análisis, mirándolos retrospectivamente, tienen un gran valor científico, técnico, empresarial e histórico.

Utilización del vapor de agua

Haciendo uso de la tecnología y de las aplicaciones ensayadas para esa época, el

Tabla 6-3. Análisis de crudo de Venango a más altas temperaturas, por B. Silliman, hijo

Producto	Temperatura °C	Peso kilos	Densidad	Características
1	280	3,685	0,792	Aceite liviano, color ligero. Acídico. Acido removido por ebullición con agua fresca.
2	300	3,486	0,865	Aceite amarillento, más viscoso.
3	357	4,819	-	Aceite marrón oscuro. Fuerte olor empireumático. En reposo se acumuló sedimento negrusco que al lavarlo con agua hirviendo le removió casi totalmente su olor desagradable y el fluido se tornó a un color más ligero y perfectamente brillante.
4	371	0,482	-	De color más ligero y más fluido que el producto anterior.
5	399	2,381	-	Más denso y más oscuro que el crudo original. Al enfriarse, se llena de una masa densa de cristales perlíticos. Estos cristales son parafina.

profesor Silliman optó por someter muestras del crudo a tratamientos con vapor para ver si con calor húmedo y a altas temperaturas la destilación rendía mejores resultados.

Desafortunadamente, no pudo lograr vapor a temperatura mayor de 143 °F y aunque obtuvo destilación abundante hasta esa temperatura, fue imposible separar los productos de más altas temperaturas de ebullición.

El petróleo como fuente de iluminantes

Los análisis y experimentos realizados sirvieron para contestar las preguntas que se formularon los promotores para crear la Pennsylvania Rock Oil Company of New York. Esto es, si el petróleo podría ser utilizado como iluminante.

Efectivamente, varios de los productos obtenidos del crudo de Venango fueron utilizados en los diferentes tipos de lámparas disponibles. Estas lámparas quemaban aceites de procedencia vegetal o animal.

Los experimentos y datos registrados dieron información sobre el comportamiento de los derivados del petróleo en lo referente a: tipo de llama, intensidad de la luz (medida con un fotómetro especialmente diseñado en esa época), producción de hollín o carbón, comportamiento de la mecha de las lámparas, duración de determinado volumen de cada iluminante, comparación de costos entre los iluminantes de la época. Por ejemplo, 1.000 pies cúbicos de gas (28,3 m^3) tenían los siguientes precios: New Haven $4; Nueva York $3,50; Filadelfia y Boston $2. El aceite de ballena se vendía a $2,50 el galón (3,78 litros), el de colza a $2, trementina a $0,68 y otros aceites vegetales a $0,50.

Desde el aspecto comercial de los iluminantes, ésta era la situación del mercado al cual aspiraban concurrir los patrocinadores de la primera empresa petrolera estadounidense en formación.

No escapó tampoco al profesor Silliman la posibilidad que ofrecía la materia prima que había analizado como fuente para la obtención de lubricantes. Mencionó en su informe que había enviado muestras a Boston para que se hiciesen ensayos en un aparato especial. Consideró que algunos de los aceites ob-



Fig. 6-5. La idea de crear y desarrollar (1859) la industria petrolera se fundamentó en que sería fuente segura sustitutiva de los iluminantes de la época.

tenidos mostraron las características importantes de los lubricantes porque no se engomaban ni se tornaban ácidos o rancios a la intemperie y resistían competentemente las temperaturas gélidas.

De 1860 en adelante, la refinación, como una rama integral de la industria petrolera en ascenso, comenzó a competir en el mercado de los iluminantes y a desarrollar, a través de la química y de la ingeniería química aplicadas, tecnología para aumentar el número de derivados y el rendimiento de los diferentes tipos o clases de petróleo.

II. Crudos para las Refinerías

"Teóricamente, es posible producir cualquier tipo de producto refinado de cualquier tipo de crudo pero no es común lograrlo económicamente".

W.L. Nelson

Constatada la utilidad del petróleo como fuente de iluminantes, y en la medida en que se incrementaba el auge de descubrir yacimientos, la industria petrolera empezó a perfilarse y a desarrollarse con vehemencia. La fiebre del petróleo se apoderó de los promotores estadounidenses y para 1860 la producción alcanzó 1.395 b/d.

Hasta entonces, las fuentes preponderantes de energía eran el sol, el viento, la marea, las corrientes de agua, la fuerza muscular humana y animal, la madera y el estiércol. El aceite de ballena era supremo como iluminante y el carbón se utilizaba para alimentar las máquinas de vapor que servían al transporte ferroviario y marítimo, y que luego, en la generación de electricidad, tuvo su auge y apogeo durante el período 1850-1914. Después de la Primera Guerra Mundial (1914-1918), el petróleo se convirtió en la fuente esencial de energía.

La creciente importancia mundial del petróleo extendió su búsqueda a todas partes del mundo y, poco a poco, empezaron a darse significativos descubrimientos con el consiguiente aumento de producción. En Venezuela se inició la actividad petrolera en 1878, con la fundación de la Compañía Nacional Minera Petrolia del Táchira, cuyas concesiones de 100 hectáreas estaban ubicadas cerca de Rubio, a 15 kilómetros al oeste de San Cristóbal, estado Táchira. En 1882 la Petrolia erigió en La Alquitrana una modesta y pequeña refinería (alambique) de 2.270 litros/día de capacidad para obtener querosén. Este significativo pero muy modesto esfuerzo local se mantuvo hasta 1934, pero no prosperó.

En la primera y segunda décadas del siglo XX la atención de los petroleros extranjeros, principalmente estadounidenses y anglo-holandeses, se volcó sobre Venezuela. Las primeras pesquisas culminaron en 1914 con el descubrimiento del gran campo de Mene Grande por el primer pozo exploratorio y descubridor Zumaque-1. Este descubrimiento fue tan significativo que para 1917 la empresa anglo-holandesa Caribbean Petroleum Company había construido una refinería de 2.000 b/d de



Fig. 6-6. Reproducción artística de la refinería de La Alquitrana, 1882, cerca de San Cristóbal, de la empresa venezolana Petrolia del Táchira, creada en 1878.

capacidad y una terminal en San Lorenzo para hacer las primeras exportaciones de crudos y productos venezolanos.

La importancia y expansión petrolera mundial y la participación de Venezuela la destacan las siguientes cifras:

Tipificación de crudos

Generalmente, en el lenguaje petrolero corriente, los petróleos crudos se clasifican como livianos, medianos, pesados o extrapesados. Dicha clasificación está estrechamente vinculada a la gravedad específica o ín-

Tabla 6-4. Producción de petróleo crudo

		Venezuela		
Año	Producción mundial b/d	Producción b/d	°API	Producción acumulada miles de barriles
1860	1.395	-		-
1880	82.241	-		-
1890	408.594	-		-
1920	1.887.353	1.261		1.208
1940	5.889.920	502.270		2.065.044
1960	21.753.300	2.846.107		13.865.536
1970	45.454.000	3.708.000		26.302.037
1975	52.549.000	2.976.251		31.947.218
1980	59.705.000	2.167.759		36.047.662
1985	53.211.000	1.681.045	24,2	39.439.692
1990	60.365.000	2.136.936	25,9	42.930.737
1991	59.966.000	2.388.390	25,2	43.802.499
1992	59.978.000	2.390.196	25,2	44.677.311
1993	59.553.000	2.475.040	24,8	45.580.701
1994	60.493.000	2.726.989	24,3	46.536.052
1995	61.855.800	2.799.000	24,6	47.557.687

Fuentes: MEM-PODE, 1995.
Oil and Gas Journal, December 30, 1996, p. 40.

dice de grados API de cada crudo. La clasificación da idea de la viscosidad o fluidez de cada crudo. Más allá de esto, no aporta conocimientos específicos sobre las características y composición de los crudos. Sin embargo, la gravedad °API se utiliza universalmente para la catalogación y establecimiento de diferenciales de precios, tomando también en consideración otros factores como el contenido de azufre y/o metales, sal, corrosividad o rendimiento específico de determinado producto dado por un crudo en particular.

Otra modalidad que utiliza el refinador de petróleos para tipificar los crudos es la "base" de la composición de cada crudo. Sin embargo, aunque esta clasificación no es muy adecuada, tiene aceptación de uso general. Por tanto, el crudo puede ser catalogado como de base aromática, nafténica o parafínica, según los resultados del análisis químico por rangos de temperatura de destilación y los correspondientes porcentajes de cada base.

La base está atada al punto de ebullición de determinadas fracciones y a otras propiedades físicas que infieren en el rendimiento de gasolina o fracciones de bajo punto de ebullición (250-275 °C a presión atmosférica) -parafínicas- o las de alta ebullición -lubricantes- (390-415 °C a presión atmosférica) que se catalogan nafténicas. Cuando algún crudo contiene una cantidad apreciable de hidrocarburos aromáticos (benceno, tolueno, xileno) se clasifican como de base aromática. Crudos de este tipo son muy escasos.

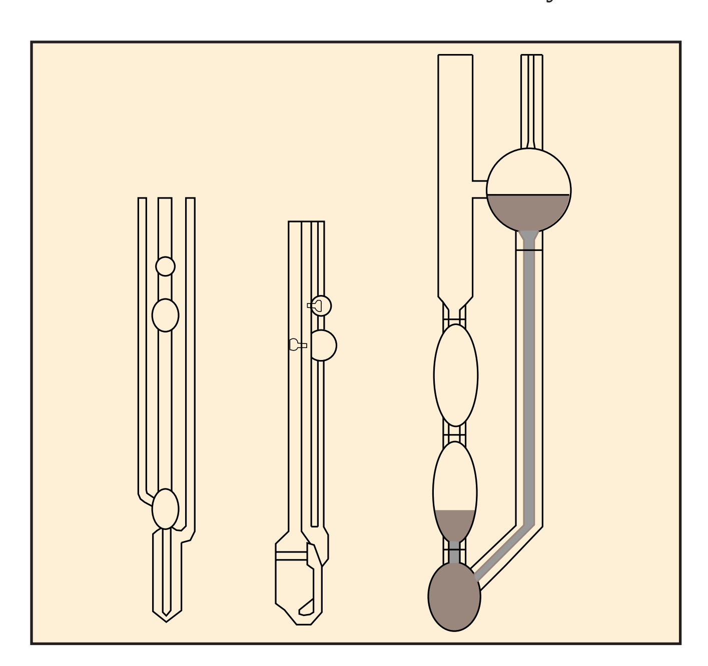


Fig. 6-7. En las operaciones de la industria se utilizan viscosímetros específicos, de fabricación y calibración adecuadas, para medir la fluidez de los líquidos.

Como los crudos y los productos tienen muchas características distintivas, físicas y químicas, la tipificación no es sencilla. Sin embargo, la fórmula:

$$K = \frac{\sqrt[3]{T_B}}{S}$$

En la que:

K = Factor de caracterización.

T_B = Punto promedio de ebullición molal (temperatura absoluta).

S = Gravedad específica (a 60 °F ó 15,5 °C).

se ha convertido en una expresión de aplicación universal por su sencillez y relación con otras propiedades, de tal manera que casi todos los datos obtenidos por análisis en el laboratorio servirían para calcular el factor de caracterización de los productos. La Tabla 6-5 da factores de caracterización de algunos crudos venezolanos.

Selección de hidrocarburos

Todo refinador conoce al dedillo el crudo o mezcla de crudos de la dieta de su refinería y el patrón de refinación de las plantas para obtener determinados productos. Su experiencia y conocimientos le permiten dilucidar sobre el efecto que ciertos tipos de hidro-

Tabla 6-5. Ejemplos de factores de caracterización de crudos venezolanos

	Boscán	Bachaquero	Jusepín	Guara	La Rosa
°API	9,5	14,0	32,4	37,7	25,3
Temperatura					
250 °F	12,20	11,75	11,90	11,90	11,93
450 °F	11,60	11,40	11,65	11,60	11,63
550 °F	11,40	11,15	11,70	11,70	11,57
750 °F	11,40	11,30	11,85	11,82	11,70
Promedio	11,65	11,40	11,80	11,75	11,70

Fuente: Venezuelan Crude Oils, Nelson, Thery, Medina et al., MMH (hoy MEM), 1952.

carburos pueden tener sobre las propiedades (Excelente, Regular a Buena, Pobre) de los productos deseados. La Tabla 6-6 (según Stormont, 1963) da idea sobre la complejidad y alternativas de selección de los hidrocarburos para tales fines.

Para el refinador, la selección de crudos es muy importante, ya que el crudo o los crudos requeridos tienen que satisfacer una variedad de preguntas, tales como:

• ¿Cuáles son los productos que se desea producir?

- Gases licuados y gasolina natural.

- Gasolinas para motores y combustibles para propulsión a chorro o cohetes. Solventes. Combustibles para tractores. Querosén. Combustibles para calefacción. Combustible Diesel. Otros combustibles. Lubricantes para motores y máquinas. Grasas para diversos equipos y usos. Solventes de variadas especificaciones. Coque. Asfalto. Negrohumo. Azufre. Productos medicinales. Insecticidas. Yerbicidas. Productos químicos o productos muy especiales. Insumos para la petroquímica.

• ¿Qué tipo de crudos se requieren?

- Además de identificarlos normalmente como condensados, livianos, medianos, pesados o extrapesados, los crudos tienen que ser evaluados física y químicamente en sus propiedades para clasificarlos como: parafíni-

Tabla 6-6. Los petróleos crudos y el tipo de productos que rinden

Productos	Parafínicos normales	Isoparafínicos	Nafténicos	Aromáticos	Mezclas
Solventes					
Alto tenor	P	P	R-B	E	E
Bajo tenor	E	E	P	P	P
Gasolina					
Octanaje	P	R-B	R-B	E	R-B
Querosén					
Combustibilidad	E	E	R-B	P	P
Combustible jet					
Punto de humo	E	E	R-B	P	P
Punto de congelación	P	R-B	E	E	R-B
Combustible Diesel					
Número cetano	E	E	R-B	P	P
Punto de fluidez	P	R-B	E	E	R-B
Aceite lubricante					
Viscosidad	P	E	E	B	R-B
Indice de viscosidad	P	E	R-B	P	R-B
Grasa					
Punto de licuación	E	P	P	P	P
Susceptibilidad como insumo para desintegración térmica	P	R-B	E	R-B	R-B
Susceptibilidad como insumo para reformación	R-B	R-B	E	P	R-B



Fig. 6-8. A la izquierda, una muestra de crudo y a la derecha, los derivados querosén, aceite Diesel, gasolina de aviación, aceite lubricante, gasóleo desulfurado y gasóleo sin desulfurar.

cos, isoparafínicos, nafténicos, aromáticos o mezclas dosificadas para producir la cantidad y calidad de derivados propuestos. Hay que identificar la fuente segura y confiable de suministro, los volúmenes requeridos diariamente, precio, transporte y otros costos.

• Evaluación de crudos requeridos.

- Análisis de laboratorio. Resultados de pruebas en planta piloto para verificar los aspectos deseados de la comercialización de productos.

• Evaluación de la refinería.

- Construcción de una nueva refinería o adecuación de plantas existentes y/o adición de nuevas plantas y procesos. Intercambio de productos semielaborados o finales entre refinerías propias o de otras empresas.

• Aspectos económicos.

- Inversiones para una nueva refinería o para adecuación de plantas existentes o adición de nuevas plantas. Costos de operaciones. Alternativas. Rentabilidad.

Evaluación de crudos

La evaluación de crudos consiste en determinar por análisis de laboratorio la calidad y características de los productos que pueden extraerse de determinado crudo o de una mezcla de crudos compatibles. Además, a cada producto extraído se le identifica por un grupo de factores clave adicionales que sirven para que el refinador o interesado puedan apreciar y considerar las ventajas o desventajas de refinar ese crudo.

Cada crudo tiene propiedades y características únicas. Cada mercado tiene necesidad de determinados productos. El mercado es dinámico y al correr del tiempo la demanda de productos muestra tendencias y cambios debido a factores como aumento de población, diversificación de los medios de transporte, progreso industrial manufacturero, diversificación de las actividades agrícolas y pecuarias y todas las otras actividades productoras de bienes y servicios del país. Todo esto hace que los refinadores de crudos se mantengan atentos y bien informados sobre la disponibilidad de crudos para satisfacer la demanda futura. Para ello, solicitan de las empresas productoras de crudos: evaluación de fecha reciente, muestras de crudos para hacer sus propias evaluaciones, disponibilidad de suministros, información sobre terminal de embarque, precios y condiciones de contratos de compra-venta.

Para cubrir el tema detalladamente, un ejemplo de evaluación de crudos servirá para apreciar el contenido y los detalles de la información, tal como aparece en los catálogos de crudos de las empresas petroleras o en las publicaciones especializadas.



Fig. 6-9. Los análisis de crudos y de sus derivados garantizan la calidad y los resultados de las operaciones.

Tabla 6-7. Análisis de crudo Lagunillas pesado

País	Venezuela
Empresa	PDVSA Petróleo y Gas
Terminal	Amuay o La Salina
Tipo	Asfáltico, no parafínico
Gravedad	17,8 °API
Azufre, % peso	2,18
Viscosidad, SUS a 100 °F	1.025
Precio	-
Fecha	-

Nafta liviana Desbutanizada	
Rendimiento, % vol.	2,8
Punto final, °F	225
Gravedad, °API	66,7
Azufre, % peso	0,016
Nafta pesada	
Rendimiento, % vol.	7,4
Punto de ebullición inicial (P.E.I.) °F	225
Punto de ebullición final (P.E.F.) °F	430
Gravedad, °API	43,7
Azufre, % peso	0,10
Factor K	11,45
Aromáticos, % vol.	16,2
Combustible Diesel	
Rendimiento, % vol.	31,1
P.E.I., °F	350
P.E.F., °F	750
Azufre, % peso	1,11
Número cetano	37
Indice Diesel	40
Viscosidad, SUS a 100 °F	43
Gasóleo pesado (amplio rango)	
P.E.I., °F	650
P.E.F., °F	850
Azufre, % peso	1,84
Gravedad, ° API	21,0
Gasóleo pesado (1.040 °F) Residual	
Rendimiento, % vol.	35,3
Gravedad, °API	4,8
Azufre, % vol.	3,25
Viscosidad, SUS a 275 °F	1.810
Asfalto (penetración 85-100)	
Rendimiento	46,9
Gravedad, °API	7,4
Penetración a 77 °F	95
Viscosidad, seg. Furol a 275 °F	194

Nota: para apreciar varios análisis de crudos venezolanos, ver el Capítulo 1 “¿Qué es el Petróleo?”.

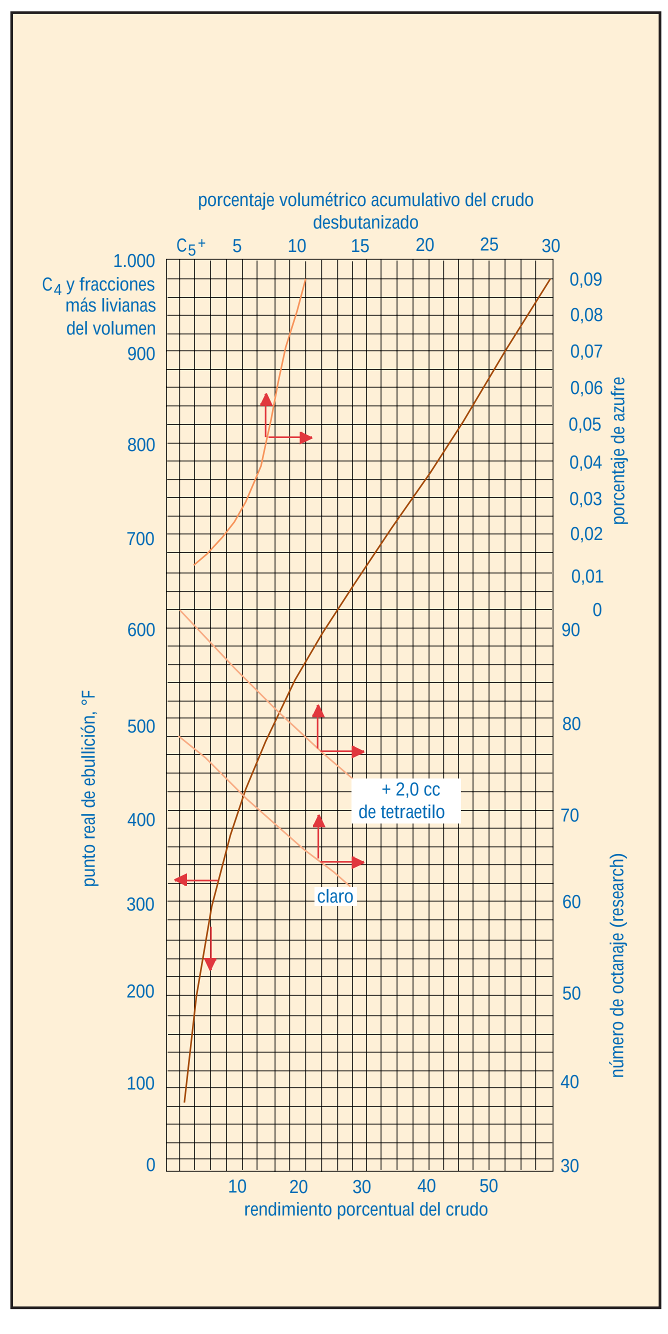


Fig. 6-10. Gráficos de relaciones entre las características de un análisis de crudo desbutanizado.

Complejidad de la evaluación

• ¿Cuán compleja y extensa debe ser la evaluación?

Depende del interés del refinador por conocer algunas o todas las propiedades y características físicas y químicas del crudo que responda a sus requerimientos. La evaluación

tiene un costo y requiere tiempo. Algunos refineros optan por hacer las evaluaciones en sus propios laboratorios o refinerías y para ello solicitan muestras suficientes de crudos de los productores de petróleo.

Por ejemplo, sobre el crudo propiamente dicho, los interesados podrían satisfacer sus expectativas conociendo solamente algunos de los siguientes factores:

- Gravedad °API.
- Viscosidad cinemática a varias temperaturas.
- Temperatura de fluidez, °F o °C.
- Presión Reid de vapor (a cierta temperatura).
- Contenido de agua y sedimentos, % vol.
- Contenido de sal, lbr/1.000 brls.
- Contenido de azufre, % del peso.
- Contenido de cera, % del peso.
- Residuo Conradson de carbón, % del peso.
- Asfaltenos, % del peso.
- Factor de caracterización, K.
- Contenido de metales (vanadio/níquel), ppm.
- Porcentaje volumétrico de C_4 (butano) y fracciones más livianas.
- Contenido de H_2S, ppm.
- Contenido de asfalto, % del peso.

De igual manera, los derivados o productos obtenidos del petróleo tienen cada uno propiedades y características físicas y químicas que les distinguen, y sirven para que los refinadores clasifiquen los crudos según los requerimientos de sus refinerías

Todos los análisis de las propiedades y características de los derivados son importantes. Algunos análisis son comunes a todos los derivados y otros específicos son particularmente importantes porque dan fe de la calidad regular, buena o excelente que posee el derivado para satisfacer determinadas especificaciones. Para dar idea de la importancia de cierto factor para determinados derivados, a manera de ejemplo, se mencionan en paréntesis algunos derivados:

- Rango de temperatura, °F o °C, al que se obtiene el derivado (todos).
- Rendimiento volumétrico, porcentaje (todos).
- Gravedad °API (todos).
- Presión Reid de vapor, lppc o kg/cm^2 (combustibles).
- Azufre, % del peso (todos).
- Octanaje, sin y con aditivo (para gasolinas).
- Parafinas, % vol. (para gasolinas, naftas).
- Naftenos, % vol. (para gasolinas, naftas).
- Aromáticos, % vol. (para gasolinas, naftas, querosén).
- Viscosidad, Saybolt o cinemática, a determinada temperatura (todos).
- Punto de congelación, °F o °C (combustibles).
- Punto de anilina, °F o °C (querosén, nafta, gasóleo).
- Punto de humo, mm (querosén, destilados).
- Indice Diesel (querosén, gasóleo, diesel).
- Número de luminiscencia (querosén)
- Punto de fluidez, °F o °C (todos).
- Residuo Conradson de carbón, % del peso (residuales).
- Contenido de metales, ppm (gasóleo, residuales).
- Indice de cetano (querosén, gasóleo, diesel).
- Nitrógeno, ppm (gasóleos).
- Factor de caracterización (todos).
- Atomos de carbono, % del peso (especial para algunos).
- Punto medio (50% de ebullición, °F, según ASTM, todos).
- Mercaptanos, ppm (gasolina, naftas, querosén).
- Constante de gravedad de anilina (combustible para jets).
- Número de bromo, % peso (combustible para jets).
- Goma, a °F o °C mg/100 litros (gasolinas, combustibles para jets).
- Relación hidrógeno-carbono (especial para algunos).
- Tiempo de quema (combustión), horas (querosén, combustibles).

Terminología

Casi todos los factores mencionados anteriormente, correspondientes a la evaluación o análisis de crudos se explican por sí mismos. No obstante, aparecen algunos que merecen ser

definidos más ampliamente para mayor apreciación de su importancia y aplicación.

• A.S.T.M.

American Society of Testing Materials (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales). Conjunto de normas y procedimientos para tales fines.

• Goma, mg/100 litros

Apreciación de la cantidad de goma en las gasolinas, resultado del tipo de crudo utilizado. La goma afecta las características de combustión. Puede removerse por tratamiento químico o inhibidores.

• Indice de cetano

$C_{16}H_{34}$. Indicador de ignición del querosén, Diesel o gasóleos. Equivalente al porcentaje por volumen de una mezcla de cetano, 1-metilo naftalina ($C_{10}H_7CH_3$), para producir el mismo retardo de la ignición que el acusado por el combustible objeto de la prueba.

• Indice Diesel

Indicador de la buena calidad de ignición del combustible. Se calcula utilizando los siguientes factores del combustible:

$$I.D. = \frac{°API \times \text{Punto de anilina } (°F)}{100}$$

• Mercaptanos

Compuestos que contienen azufre, de olor desagradable. Están presentes en los derivados de alto contenido de azufre.

• Número de bromo

Indica la cantidad de olefinas en los derivados. La cantidad de bromo (miligramos) que reacciona por gramo de muestras es el número indicador.

• Octanaje

Con o sin aditivo. Calidad antidetonante (pistoneo) de las gasolinas. Mientras más alto sea el número menos posibilidad de detonar tendrá el combustible. Se define por el porcentaje volumétrico de iso-octano (C_8H_{18}) que debe mezclarse con heptano normal (C_7H_{16}) para que produzca la misma intensidad de detonación del combustible sometido a prueba en la máquina especial de contraste.

• Punto de anilina

La temperatura más baja a la cual la anilina y un solvente (como la gasolina) se mezclan completamente y sirve para indicar el tipo de hidrocarburos presentes en el solvente. El contenido de hidrocarburos aromáticos es mayor cuando la temperatura es más baja.

• Punto de humo

Altura, en milímetros, de la llama que puede lograrse al quemar querosén en una lámpara tipo estándar sin producir humo.

• Residuo Conradson de carbón

Apreciación del contenido de carbón de aceites lubricantes derivados de los crudos de bases diferentes.

• Tiempo de quema

Tiempo determinado durante el cual debe consumirse un volumen específico de los derivados del petróleo que se usan como iluminantes en el hogar y quehaceres industriales.

El laboratorio

El laboratorio de la refinería tiene la función de evaluar las características y propiedades de los crudos y otros hidrocarburos con que se alimenta la refinería y también el control de calidad de los derivados o productos que diariamente se producen.

Estas dos tareas son importantísimas y se realizan siguiendo normas y procedimientos de análisis y evaluaciones universalmente aprobadas y aceptadas por la industria petrolera y entes de control.

Además, en el laboratorio pueden analizarse la pureza y calidad de muchas substancias y productos químicos requeridos de proveedores para las diversas operaciones y procesos de la refinería, como también muchos aspectos químicos de los elementos que

constituyen los insumos de servicio para las plantas (agua, vapor, aire, gases) y de los efluentes y desechos, que deben ser inocuos para proteger el ambiente.

En casos especiales, cuando se cuenta con los recursos requeridos, el laboratorio puede también colaborar en investigaciones básicas y/o tecnología aplicada al mejoramiento o creación de productos, al funcionamiento y mantenimiento de las plantas y al diseño de nuevos procesos.

Muchas de las mejoras de los productos, ajustes y reformas en los procesos, rediseño de instalaciones, innovaciones en la conducción de las operaciones y otras contribuciones eficaces en materia de refinación se han originado en las mismas refinerías, gracias al intercambio de conocimientos y experiencias entre el personal de operaciones y de servicios de apoyo, y a contribuciones externas desde los centros propios y/o privados de investigación y tecnología.

El aspecto económico

Todas las operaciones petroleras están relacionadas entre sí por el aspecto económico: inversiones, costos, gastos, rendimiento, productividad, rentabilidad. La diferencia positiva entre egresos e ingresos es el termómetro indicador de la gestión administrativa.

La gama de productos que salen de la refinería (rendimiento) tienen cierto precio unitario en el mercado, que representa el ingreso bruto por producto (Ibp). Además, toda refinería tiene que pagar costos de transporte (Ct) y costos de refinación (Cr), por tanto hay un rendimiento bruto comercial (Rbc).

$$Rbc = Ibp - Ct - Cr$$

Por otra parte, la refinería compra el determinado volumen de crudo(s) que requiere diariamente (Ccr), así que la ganancia bruta (Gb) de la refinería es:

$$Gb = Rbc - Ccr$$

Como podrá apreciarse, los precios de venta de los productos, los costos de transporte y refinación, y el costo de los crudos que alimentan a la refinería, son todos renglones que influyen sobre la ganancia bruta de las operaciones.

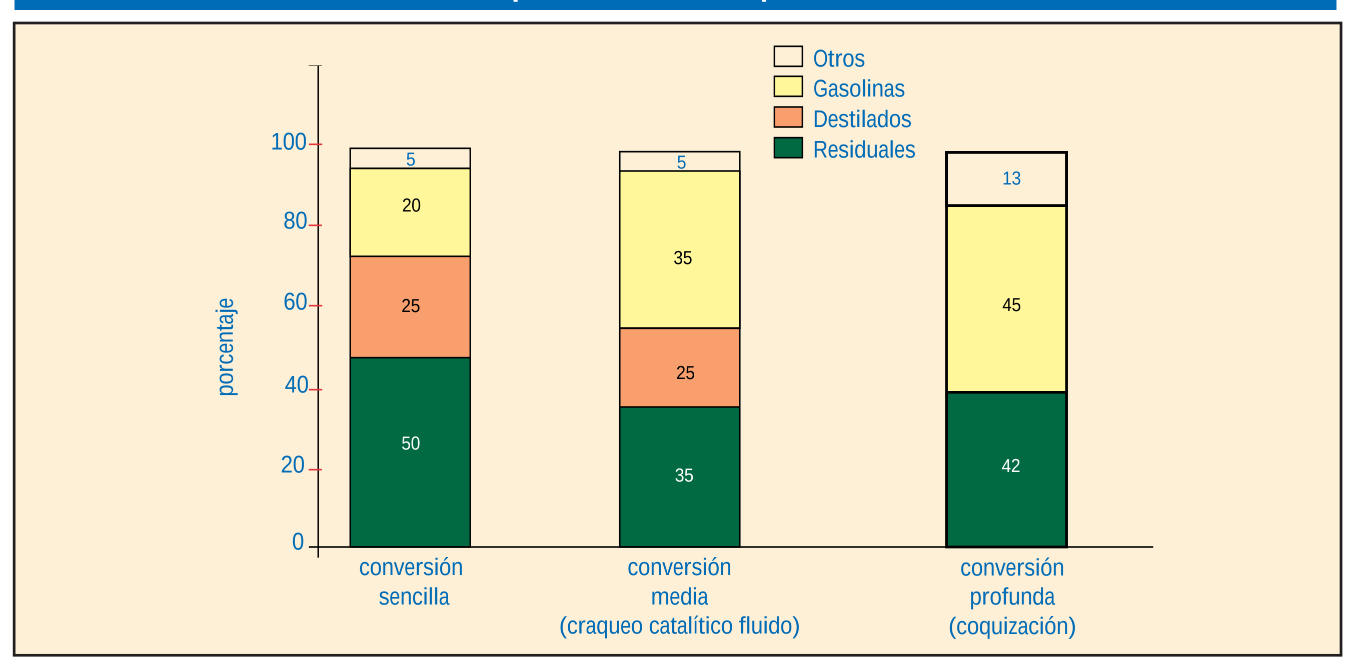
Los precios de los crudos, sujetos como están a cambios influidos por la oferta y la demanda, y a otras acciones incontrolables por el refinador, hacen que la refinación pueda ser afectada sensiblemente. De allí que otras obligaciones ineludibles, como impuestos e intereses, puedan mermar la ganancia neta. Y si los resultados contables no son suficientemente positivos, no habrá cómo satisfacer las expectativas de retribución de los accionistas y la capacidad futura de las operaciones.

Las siguientes dos tablas, suministradas por Paulino Andréu, gerente del Programa de Refinación del Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico del CIED, recogen detalles comparativos importantes acerca del funcionamiento y aspectos económicos de tres refinerías. La refinería sencilla utiliza procesos básicos de destilación; la designada media, se desempeña con procesos de craqueo catalítico fluido, y la de conversión profunda es mucho más compleja por la extensión e interrelación de sus plantas de fraccionamiento; de despojo de fracciones livianas; de procesos de descomposición profunda como coquificación retardada; de fraccionamiento de productos craqueados, estabilización o fraccionamiento de productos de procesos anteriores; alquilación de olefinas; plantas de absorción y, finalmente, mezclas de productos semielaborados para obtener productos finales, principalmente destilados y gasolinas.

Tabla 6-8. Comparación de tres refinerías de diferente complejidad de operaciones

	Margen de refinación, $/Brl Refinerías y tipos de conversión		
Conceptos	Sencilla	Media	Profunda
Ingreso por productos	19,02	21,48	22,72
Costo del crudo	(17,82)	(17,82)	(17,82)
Margen bruto	1,20	3,66	4,90
Costos variables	(0,19)	(0,39)	(0,56)
Costos fijos	(0,73)	(1,39)	(2,02)
Margen neto	0,28	1,88	2,32
Capacidad, MBD	100	100	100
Ingresos, $MM/año	10,20	68,60	84,70
Inversión requerida, $MM	300-400	500-700	900-1200
Amortización, años	34	9	12

Tabla 6-9. Rendimientos típicos de los tres tipos de refinerías de la Tabla 6-8



III. La Química del Petróleo

En la información anterior de este y los otros capítulos se han identificado los hidrocarburos de diferentes maneras, tomando en consideración sus variadas propiedades físicas y características como gas, líquidos, semisólidos y sólidos. Pero en las operaciones de refinación lo fundamental es la química del petróleo o de los hidrocarburos.

La química del petróleo es sencilla pero también es complicada. Sencilla porque los miles de productos derivados son compuestos de dos elementos básicos, hidrógeno y carbono (hidrocarburos). Complicada porque cada hidrocarburo tiene características y propiedades físicas y químicas únicas y diferentes, y porque, además, la presencia de otros elementos exige tratamientos y procesos especiales para lograr finalmente productos de calidad garantizada.

Los átomos de carbono y de hidrógeno se atan para formar cadenas sencillas, como el caso de la serie parafínica, pero en otras

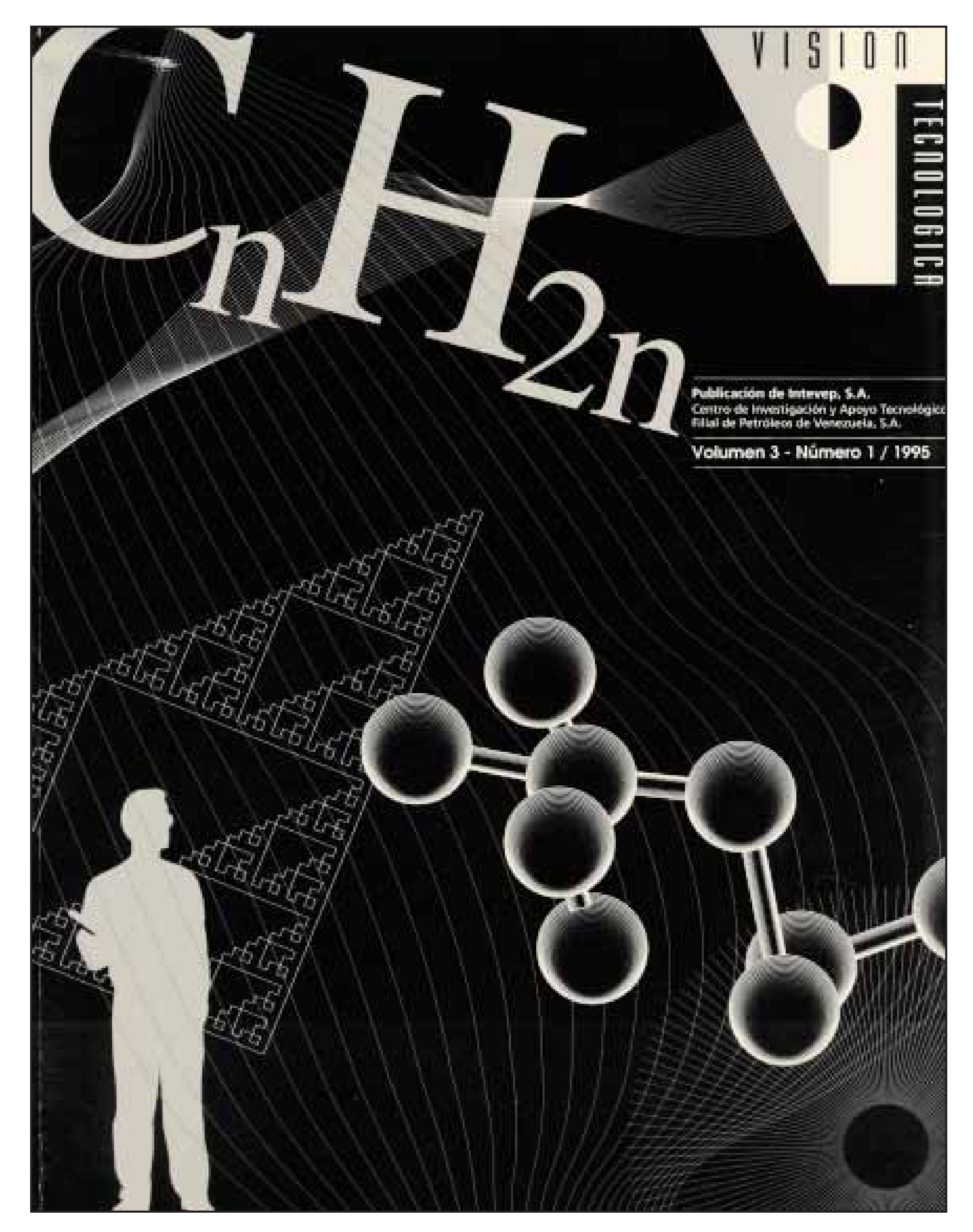


Fig. 6-11. La importancia de la investigación sobre la química de los hidrocarburos la destaca la portada de la revista Visión Tecnológica, reproducida con permiso de Intevep.

series forman ramificaciones, configuraciones de doble unión, anillos o ligaduras que conforman la nomenclatura y sistematización de la química orgánica.

Ejemplos de la estructura molecular

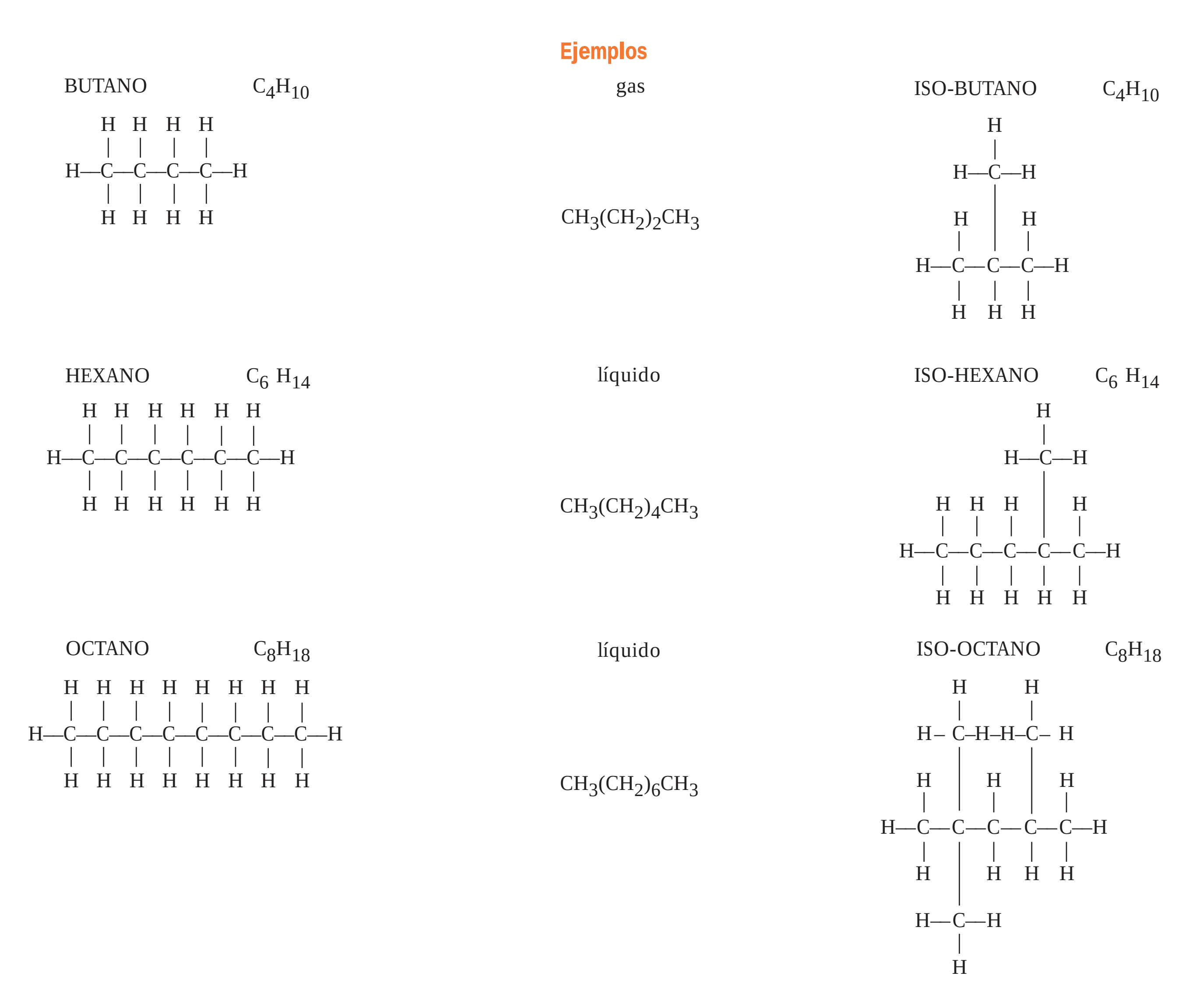
Serie parafínica

Hidrocarburos saturados normales. C_nH_{2n+2}

<table>
<tr><th colspan="5">Tabla 6-10. Ejemplos de la estructura molecular</th></tr>
<tr><th>Nombre común</th><th>Fórmula química</th><th>Fórmula estructural</th><th>Estado</th><th>Punto de ebullición, °C</th></tr>
<tr><td>METANO</td><td>CH_4</td><td>H
|
H—C—H
|
H</td><td>gas</td><td>- 161,5</td></tr>
<tr><td>ETANO</td><td>C_2H_6</td><td>H H
| |
H—C—C—H
| |
H H</td><td>gas</td><td>- 88,3</td></tr>
<tr><td>PROPANO</td><td>C_3H_8</td><td>H H H
| | |
H—C—C—C—H
| | |
H H H</td><td>gas</td><td>- 44,5</td></tr>
<tr><td>BUTANO</td><td>C_4H_{10}</td><td>H H H H
| | | |
H—C—C—C—C—H
| | | |
H H H H</td><td>gas</td><td>- 0,6</td></tr>
<tr><td>PENTANO</td><td>C_5H_{12}</td><td>H H H H H
| | | | |
H—C—C—C—C—C—H
| | | | |
H H H H H</td><td>líquido</td><td>36,2</td></tr>
<tr><td>HEXANO</td><td>C_6H_{14}</td><td>H H H H H H
| | | | | |
H—C—C—C—C—C—C—H
| | | | | |
H H H H H H</td><td>líquido</td><td>69,0</td></tr>
<tr><td>HEPTANO</td><td>C_7H_{16}</td><td>H H H H H H H
| | | | | | |
H—C—C—C—C—C—C—C—H
| | | | | | |
H H H H H H H</td><td>líquido</td><td>98,4</td></tr>
<tr><td>OCTANO</td><td>C_8H_{18}</td><td>H H H H H H H H
| | | | | | | |
H—C—C—C—C—C—C—C—C—H
| | | | | | | |
H H H H H H H H</td><td>líquido</td><td>125,8</td></tr>
<tr><td>NONANO</td><td>C_9H_{20}</td><td>H H H H H H H H H
| | | | | | | | |
H—C—C—C—C—C—C—C—C—C—H
| | | | | | | | |
H H H H H H H H H</td><td>líquido</td><td>150,7</td></tr>
<tr><td>DECANO</td><td>$C_{10}H_{22}$</td><td>H H H H H H H H H H
| | | | | | | | | |
H—C—C—C—C—C—C—C—C—C—C—H
| | | | | | | | | |
H H H H H H H H H H</td><td>líquido</td><td>174,0</td></tr>
<tr><td>etc, etc. hasta
PENTA TRICONTANO</td><td>$C_{35}H_{72}$</td><td></td><td>sólido</td><td>*331[15]</td></tr>
</table>

* Todas las temperaturas de ebullición corresponden a presión atmosférica (760 mm de mercurio), pero ésta corresponde a 15 mm de mercurio.

Dentro de esta serie, los isómeros, aunque tienen la misma fórmula química general y el mismo peso molecular (de allí "ISO", que significa igual) poseen distintas propiedades físicas:



Serie olefínica C_nH_{2n}

Estos tipos de hidrocarburos tienen relativamente poca saturación. Se asemejan a los parafínicos pero tienen dos átomos de carbono ligados por una unión doble. Se presentan en los tres estados. Ejemplo:

Gas	Líquido	Sólido
Etileno C_2H_4	Amileno C_5H_{10}	Ceroleno $C_{27}H_{54}$
Propileno C_3H_6	Hexileno C_6H_{12}	Moleno $C_{30}H_{60}$
Butileno C_4H_8	Eicosileno $C_{20}H_{40}$	

La fórmula estructural se puede representar así:

H–C = C–H
H H

ETILENO

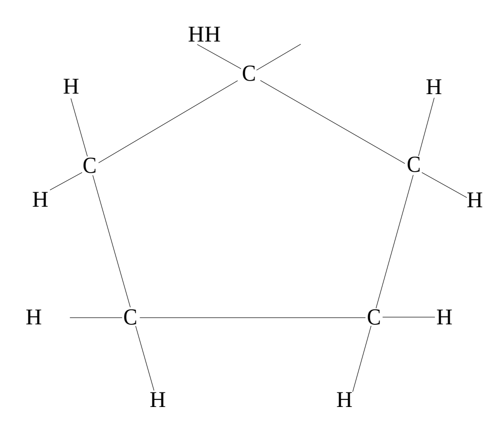
H H
C=C
H H

ETILENO

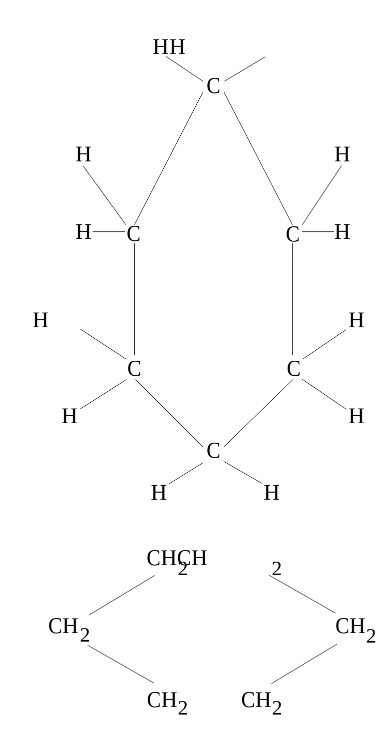
Naftenos

Los naftenos son derivados de ciclopentano y ciclohexano, llamados también cicloparafinas, cuyas fórmulas estructurales se representan de las maneras siguientes:

CICLOPENTANO C_5H_{10}



CICLOHEXANO C_6H_{12}



Debe notarse la ausencia de dos átomos de hidrógeno entre la fórmula general C_nH_{2n+2} (serie parafínica) y la fórmula C_nH_{2n} correspondiente a los derivados.

Ejemplos de algunos naftenos o cicloparafínicos:

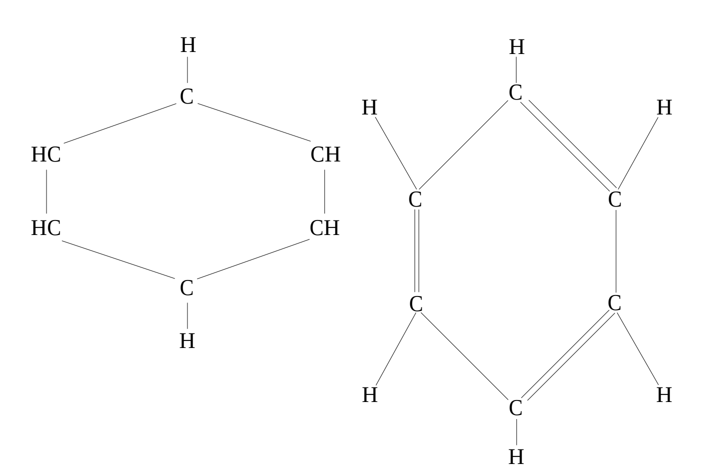
Nombre	Fórmula	Punto de ebullición °C
Ciclopropano	$[CH_2]_3$	-34
Ciclobutano	$[CH_2]_4$	-15
Ciclopentano	$[CH_2]_5$	-49
Ciclohexano	$[CH_2]_6$	81
Cicloheptano	$[CH_2]_7$	119

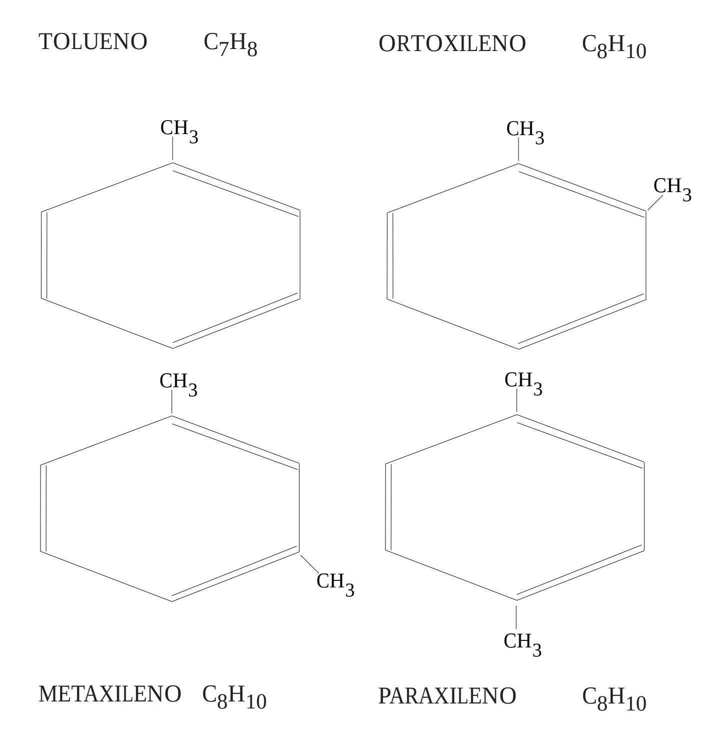
Aromáticos C_nH_{2n-6}

Los aromáticos se encuentran en pequeñas cantidades en casi todos los crudos. El benceno, el tolueno y el xileno (BTX) se pueden extraer en las refinerías para utilizarlos como insumos de procesos petroquímicos o como solventes.

Nombre	Fórmula	Punto de ebullición °C
Benceno	C_6H_6	80
Tolueno	C_7H_8	111
Ortoxileno	C_8H_{10}	144
Metaxileno	C_8H_{10}	139
Paraxileno	C_8H_{10}	138

BENCENO C_6H_6





La comercialización del petróleo

La constante aplicación de conocimientos y adelantos químicos en las refinerías han hecho posible que la comercialización del petróleo continúe progresando firmemente. Mayor rendimiento y mejores productos de cada tipo de crudo son cada día posibles por la desintegración, recombinación y enriquecimiento de los átomos de carbono e hidrógeno mediante la utilización de nuevos conceptos, mejores catalizadores, empleo de aditivos, nuevos procesos, avanzados diseños de plantas y novedosas normas de control de las operaciones.

Ejemplo de la comercialización -que significa dar a una materia prima o productos características y condiciones para la venta- son los crudos pesados. Hasta hace pocos años estos crudos eran difíciles de vender por su alta viscosidad, contenido de sal, azufre, metales y a veces la presencia de sulfuro de hidrógeno. Hoy es posible tratarlos, acondicionarlos y procesarlos ventajosamente y se ha mejorado extraordinariamente el rendimiento por barril y la calidad de los productos.

No obstante los adelantos logrados, todavía hay mucho por descubrir e inventar para continuar enriqueciendo la ciencia y la tecnología de la refinación de los hidrocarburos.

Como se verá más adelante en la cronología de la refinación en Venezuela, la industria venezolana de los hidrocarburos ha desplegado consistentemente una dinámica visión estratégica y comercial en la expansión de la capacidad y en el empleo de las características modernas de procesamiento en sus plantas en Venezuela y en el exterior.

IV. Los Procesos de Refinación (A)

Los procesos de refinación son muy variados y se diferencian unos de otros por los conceptos científicos y tecnológicos que los fundamentan para conformar una cadena de sucesos que facilitan:

• La destilación de crudos y separación de productos.

• La destilación, la modificación y la reconstitución molecular de los hidrocarburos.

• La estabilidad, la purificación y mejor calidad de los derivados obtenidos.



Fig. 6-12. Tanqueros cargando distintos productos en los muelles del Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.



Fig. 6-13. Por la noche, la iluminación de las instalaciones de la refinería produce la silueta de una urbe con rascacielos.

Todo esto se logra mediante la utilización de plantas y equipos auxiliares, que satisfacen diseños y especificaciones de funcionamiento confiables, y por la introducción de substancias apropiadas y/o catalizadores que sustentan reacciones químicas y/o físicas deseadas durante cada paso del proceso.

La utilización de energía

Un aspecto común a todas las operaciones de refinación es que requieren energía. Esta energía se utiliza y consume de varias maneras, por procesos endotérmicos o exotérmicos:

• Para el calentamiento y la conversión del agua en vapor, o para su enfriamiento.

• Para el calentamiento de los hidrocarburos hasta sus correspondientes temperaturas de ebullición (factor de caracterización), o para enfriamiento de los mismos.

• Para el funcionamiento de intercambiadores o permutadores de calor, que facilitan el enfriamiento o calentamiento de fluidos en contracorriente.

• Para el enfriamiento o refrigeración de líquidos.

• Para el funcionamiento de equipo rotativo (turbinas, bombas, compresores, ventiladores, etc.).

La energía primaria puede obtenerse del gas natural, de los gases, productos y residuos derivados de las mismas operaciones de la refinería; de la electricidad generada en sitio o de otras fuentes. Así como la refinería produce energía, representada por una extensa gama de productos específicos, también necesita energía para realizar las operaciones mecánicas, eléctricas y químicas requeridas en los procesos.

La generación y el consumo eficiente de energía en la refinería es renglón económico importante de las operaciones. Por tanto, a fechas determinadas, se evalúan datos y costos para cotejar si los índices de generación, utilización y consumo de energía concuerdan con la buena práctica y recomendaciones técnicas que abarcan estos aspectos de las operaciones.

Por ejemplo, el agua se utiliza en la refinería para enfriar (m^3 de agua por m^3 de carga de ciertas plantas); para generar vapor (m^3 de agua por m^3 de crudo o de hidrocarburos de carga); y agua adicional para todas las otras necesidades afines de los procesos y consumo de todas las instalaciones y dependencias de la refinería.

El volumen diario de agua requerida depende de la complejidad de la refinería, o sea el número y tipo de plantas y procesos en operación, más un porcentaje adicional para cubrir usos misceláneos y pérdidas.

Así que, si una refinería, cuya capacidad de carga es de 20.000 m^3/d (125.800 b/d), y requiere para generar vapor 0,25 m^3 de agua/m^3 de carga, el volumen diario será de 5.000 m^3 de agua (58 litros/segundo/día).

Si el agua costara Bs. 95 por m^3, por este solo concepto el monto sería de Bs. 475.000 diarios, o Bs. 23,75 por m^3 de carga.



Fig. 6-14. El manejo y el uso del agua son actividades esenciales en la refinería.

Mas, se necesita una cierta cantidad de calor (energía) para convertir el agua en vapor. La fuente que transfiere calor al agua puede ser el gas natural, los gases o combustibles producidos en la misma refinería, o la electricidad.

La temperatura y presión, y la calidad del vapor, dependen de los procesos y de otros requerimientos adicionales. El vapor necesario puede tener desde presión atmosférica y 100 °C hasta 40 kg/cm^2 y 300 °C o más.

Volviendo al caso anterior del agua requerida, 5.000 m^3, si se desea calentar esa masa (M) de agua al punto de ebullición (100 °C), se necesitará una cierta cantidad de energía (Q). La caloría (Cp) se define como la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de un kilogramo de agua un grado centígrado. Si el agua que entra a la caldera tiene una temperatura de 35 °C, y debe ser calentada a 100 °C, entonces ΔT es 65 °C. De allí:

$$Q = M \times Cp \times \Delta T$$

$$Q = 5.000.000 \text{ kg/d} \times 1 \text{ cal/kg/°C} \times 65 \text{ °C}$$

$$Q = 325 \text{ millones de calorías al día}$$

Como el sistema de generación de vapor, por razones mecánicas de combustión y otras, no tendrá ciento por ciento de eficiencia, debe tomarse en cuenta este aspecto. Si se considera que su eficiencia es de 80 %, la cantidad requerida de calorías será mayor. Por tanto:

$$Q = \frac{325 \times 10^6}{0,80} = 406,25 \times 10^6 \text{ calorías/día}$$

Si se opta por utilizar como combustible el gas natural, y su poder calorífico es de 10.000 kilocalorías/metro cúbico, el volumen de gas requerido será:

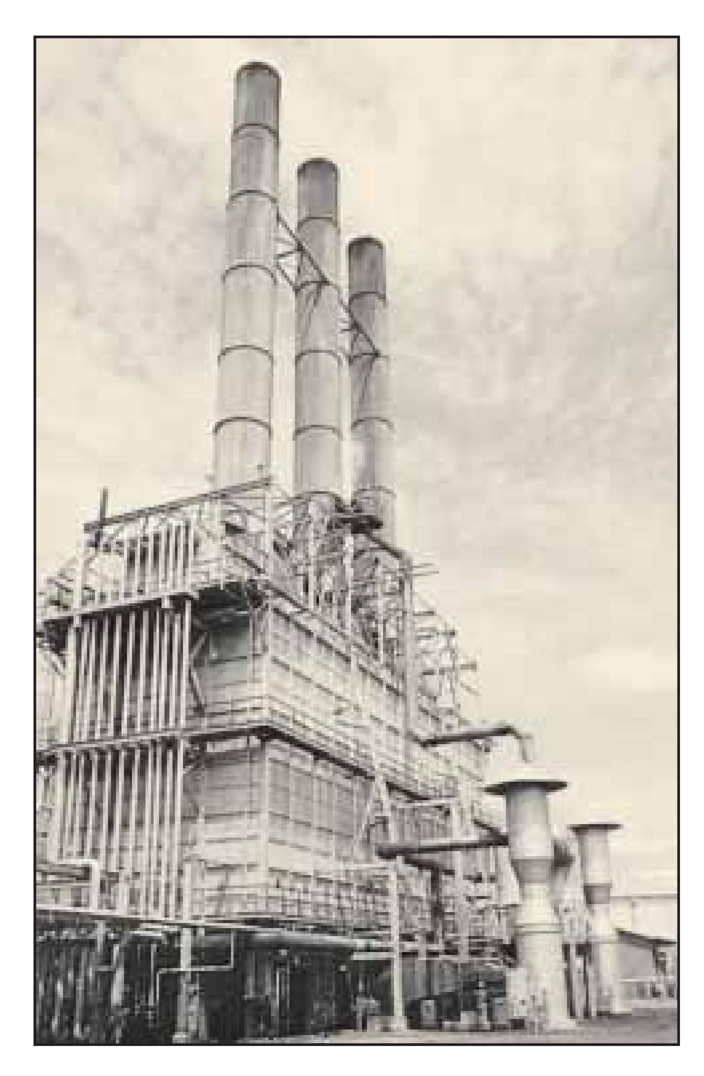


Fig. 6-15. En la refinería es básico el calentamiento del crudo para someterlo después a procesos subsiguientes.

$$V = \frac{406{,}25 \text{ x } 10^6 \text{ calorías/d}}{100.000 \text{ kilocalorías/m}^3} = 40.625 \text{ m}^3\text{/d}$$

El valor del gas consumido se estima en Bs. 24 por metro cúbico. Así que, el costo del combustible es:

Combustible = 24 x 40.625 = 975.000 Bs./día

Lo que equivale al siguiente costo de combustible por metro cúbico de agua convertido a vapor:

$$Cv = \frac{975.000}{5.000} = 195 \text{ Bs./m}^3$$

Las apreciaciones que anteceden son ejemplos sencillos y corrientes de uno de los aspectos de la utilización y costo de energía. Estos, sumados a tantos otros, representan al final lo que cuesta mantener la refinería funcionando y, por ende, calcular el costo de manufactura de cada producto.

Otros ejemplos de la utilización de la energía son los que corresponden al calentamiento y ebullición de los hidrocarburos (procesos endotérmicos) o los que se efectúan mediante generación de energía (procesos exotérmicos).

En el caso de la desintegración del etano, por el proceso de deshidrogenación, para producir etileno y liberar hidrógeno, se requiere utilizar energía a razón de unas 1.067 kilocalorías/kilogramo de carga:

↓	C_2H_6 →	C_2H_4	$+ H_2$
	Etano →	Etileno	+ Hidrógeno
	Gas	Gas	Gas

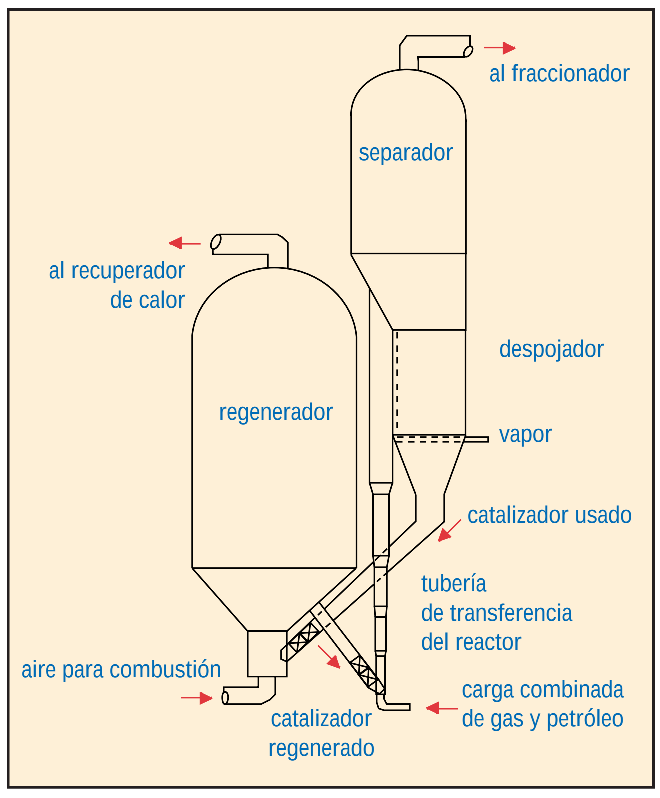


Fig. 6-16. Esquema de una unidad original de craqueo catalítico fluido.

En el caso de utilizar butileno más propileno, por el proceso de polimerización, para obtener heptano, la reacción libera energía a razón de unas 454 kilocalorías/kilogramos de carga.

C_4H_8	+	C_3H_6	→	C_7H_{14}
Butileno	+	Propileno		Heptano ↑
Gas		Gas		Líquido

Como se ha observado, en las operaciones de refinación se manejan presiones, volúmenes y temperaturas (relaciones P-V-T) por las cuales se auspician reacciones químicas y/o efectos físicos y químicos sobre las moléculas de los hidrocarburos para lograr la destilación y separación de productos, la desintegración, modificación y reconstrucción molecular y, finalmente, la estabilidad, purificación y calidad de la gama de productos. Todas estas reacciones y recombinaciones pueden requerir la utilización de substancias químicas adecuadas o elementos sólidos (catalizadores) para lograr los fines deseados.

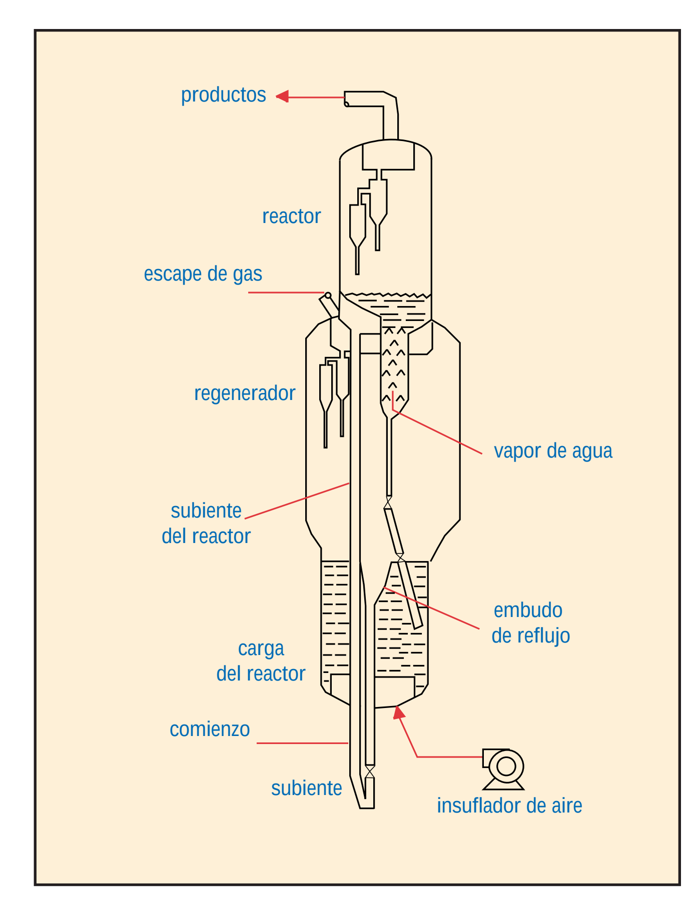


Fig. 6-17. Unidad del proceso patentado “Flexicracking”, de Exxon, para conversión catalítica de un sinnúmero de cargas para reducirles el peso molecular y producir olefinas, gasolinas de alto octanaje, destilados medios y otros productos.

De los equipos de refinación

Cada refinería presenta al observador un conjunto de recipientes, unidos por una extensa red de tuberías, que funcionan bajo condiciones específicas (relaciones P-V-T) de entrada y salida de la carga, según las características de cada proceso y sus equipos auxiliares.

Tecnología

Los recipientes o vasos, generalmente de forma cilíndrica, se asemejan a grandes y altas torres que a distancia dan la impresión de una silueta de rascacielos. El diseño, la fabricación y, finalmente, la erección en sitio de estos recipientes, se hacen tomando muy en cuenta normas, especificaciones y procedimientos técnicos que a través de los años han sido probados y aceptados por la industria petrolera, utilizando sus propios recursos y/o colaboración de empresa de servicios especializados, laboratorios, talleres, universidades y asociaciones de profesionales petroleros y afines.

Los detalles de las normas, especificaciones y procedimientos se encuentran en las publicaciones de las siguientes organizaciones internacionales:

- Instituto Americano del Petróleo (A.P.I.)
- Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (A.S.T.M.)
- Instituto Americano de Ingenieros de Minas, Metalúrgicos y de Petróleos (A.I.M.E.)
- Sociedad Americana de Química (A.Ch.S.).
- Instituto Americano de Ingenieros Químicos (A.I.Ch.E.)



Fig. 6-18. Mediante la utilización de modernas aplicaciones de la informática, los refinadores mantienen el control diario del funcionamiento de las plantas y el rendimiento de las operaciones.

• Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (A.S.M.E.)

• Asociación Americana de Refinadores de Petróleo (N.P.R.A.).

• Asociación Nacional de LP-Gas (N LPG A).

• Asociación de Procesadores de Gas Natural (N.G.P.A.)

• Y otras fuentes, como las revistas especializadas, que cubren tópicos de actualidad e informan sobre el estado de la tecnología y procesos de refinación, expuestas en reuniones de asociaciones, mesas redondas, foros, jornadas técnicas, congresos y exposiciones.

Metalurgia

Como a la refinación corresponde procesar crudos y gases de características muy especiales, que a veces son de cierta corrosividad y también el empleo de substancias químicas corrosivas, los metales que se usan para fabricar los equipos necesarios tienen que responder a normas de metalurgia específicas que garanticen durabilidad y buen funcionamiento.

El alto contenido de azufre, la presencia de sulfuro de hidrógeno, sal, la humedad, ácidos utilizados en los procesos, atacan todo el equipo de refinación, el equipo auxiliar y la red de tuberías. De allí que la corrosión sea combatida constantemente mediante la utilización de equipos hechos de metales resistentes y la práctica de un mantenimiento preventivo eficaz.

Los aceros que se usan para fabricar equipos de refinación representan un extenso surtido de aleaciones de níquel y hierro, cromo y níquel, molibdeno; aleaciones de cobre, manganeso, vanadio, silicón y otras.

Por tanto, la necesidad de emplear aleaciones especiales para fabricar los equipos significa precios más altos que se justifican por el funcionamiento y la durabilidad más eficientes y prolongadas.

V. Los Procesos de Refinación (B)

Cada proceso tiene sus características y equipos para producir determinado número de productos. La refinería puede contar con un

seleccionado número de procesos para satisfacer la variedad de productos requeridos por la clientela.

De cada planta salen productos terminados o productos semielaborados que para impartirles sus características y calidad finales son procesados en otras plantas.

Procesos de destilación

Los procesos de destilación atmosférica y destilación al vacío son clásicos en la refinación. La diferencia entre el proceso atmosférico y el de al vacío es que este último permite obtener más altas temperaturas a muy bajas presiones y lograr la refinación de fracciones más pesadas.

La carga que entra a la torre de destilación atmosférica se somete previamente a temperatura de unos 350 °C en un horno especial. El calentamiento del crudo, como se observó en el análisis hecho por el profesor Silliman, permite que, por orden del punto de ebullición de cada fracción o producto, se desprendan de las cargas, y a medida que se condensan en la torre salen de ésta por tuberías laterales apropiadamente dispuestas desde el tope hasta el fondo. Ver Figura 1-10, p. 47.

La torre lleva en su interior bandejas circulares que tienen bonetes que facilitan la condensación y recolección de las fracciones. Además, al salir los productos de la torre pasan por otras torres o recipientes auxiliares para continuar los procesos. Ver Figura 6-34, p. 284.



Fig. 6-19. Cada proceso de refinación tiene por fines específicos amplificar la comercialización de los crudos y de los correspondientes productos logrados. Todo esto se fundamenta en una investigación tenaz.

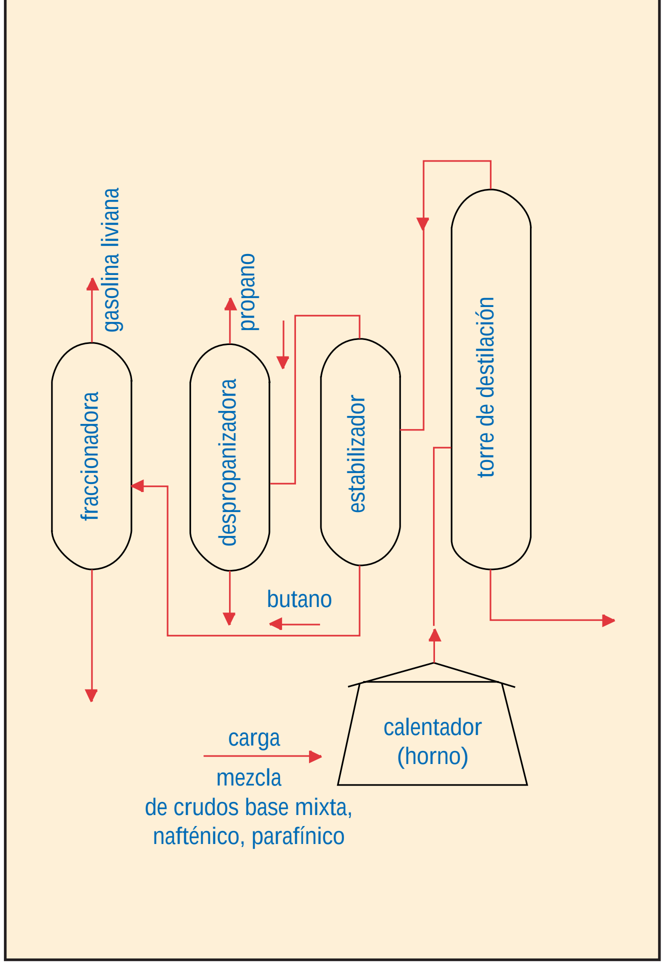


Fig. 6-20. Otra instalación para destilación atmosférica.

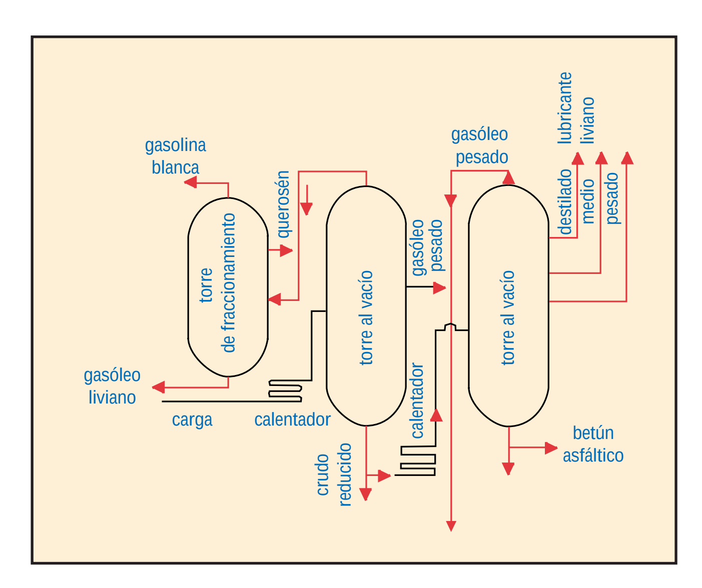


Fig. 6-21. Flujograma de destilación al vacío.

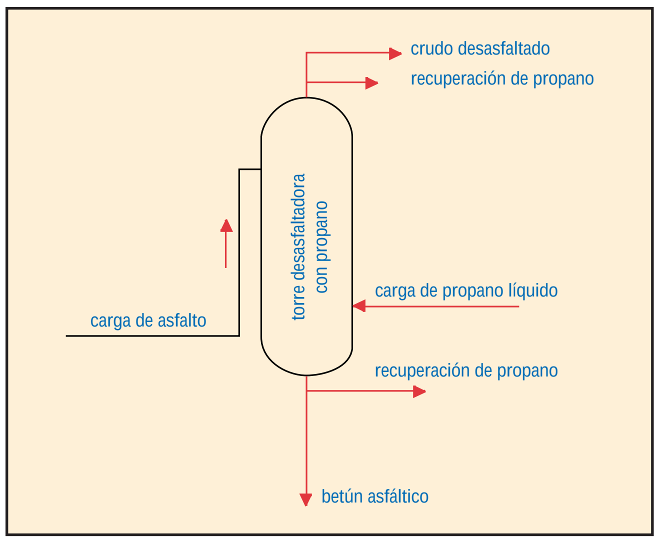


Fig. 6-22. Flujograma de desasfaltación con propano.

Cuando la temperatura de ebullición de ciertos hidrocarburos es superior a 375 °C se recurre a la destilación al vacío o a una combinación de vacío y vapor. La carga con que se alimenta el proceso al vacío proviene del fondo de la torre de destilación atmosférica.

Desasfaltación

A medida que se obtienen los productos por los diferentes procesos, muchos de ellos requieren tratamiento adicional para removerles impurezas o para aprovechar ciertos hidrocarburos. Para estos casos se emplean solventes. Muchos de estos tipos de procesos están protegidos por el registro comercial de marca o patente de invención.

La desasfaltación con propano se utiliza para extraer aceites pesados del asfalto para utilizarlos como lubricantes o como carga a otros procesos. Este proceso se lleva a cabo en una torre de extracción líquido-líquido

Refinación con disolvente

Los productos que salen de la torre de vacío (destilados, lubricantes livianos, medios y pesados) y de la torre desasfaltadora

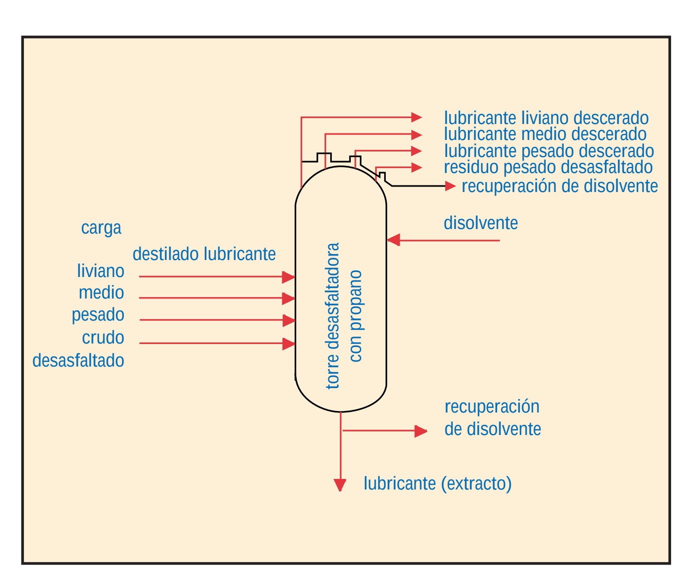


Fig. 6-23. Flujograma de refinación con disolvente.

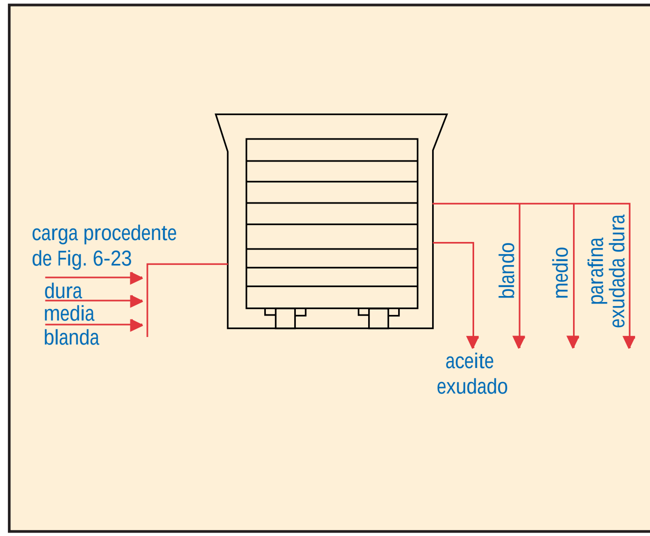


Fig. 6-24. Flujograma de la planta de exudación.

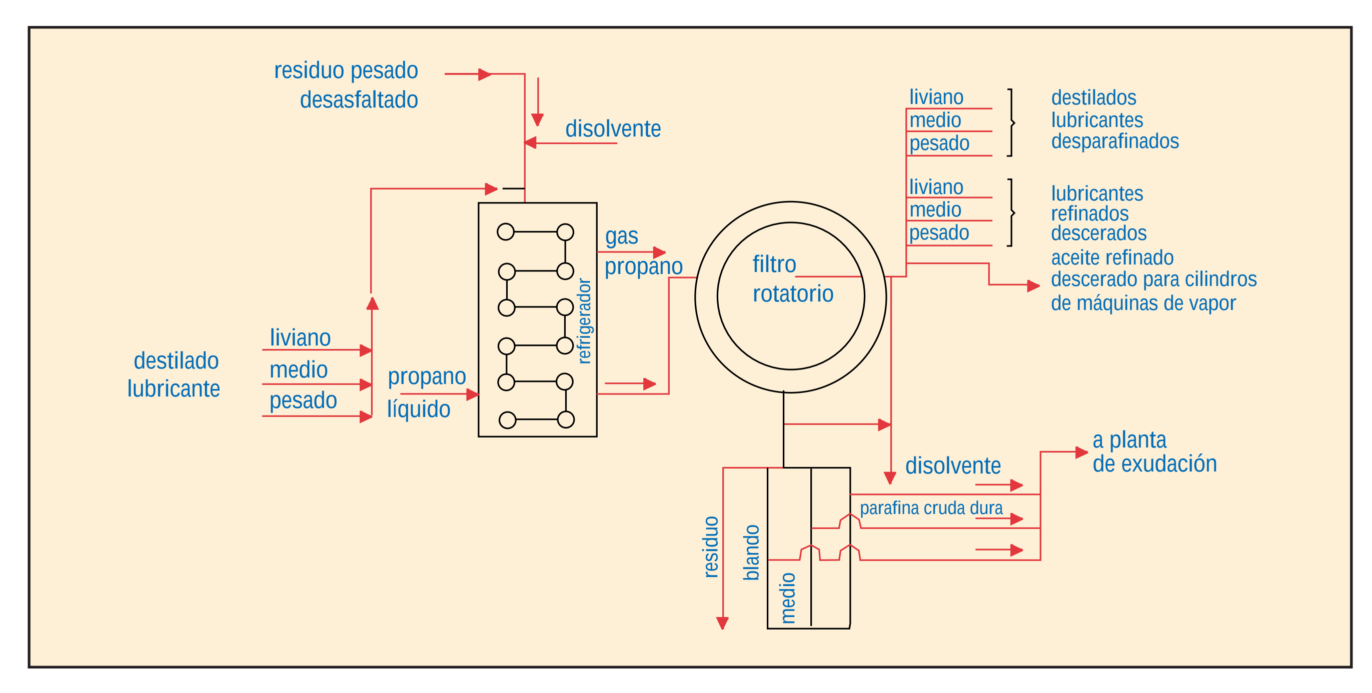


Fig. 6-25. Flujograma del proceso de desceración o desparafinación con disolvente.

(residuo desasfaltado) pueden ser tratados con disolvente.

Desceración o desparafinación con disolvente

Desde los tiempos de extracción rudimentaria del aceite y/o grasa de las lutitas bituminosas se han empleado métodos diferentes para descerar o desparafinar los destilados del petróleo. Muchos de estos métodos son mecánicos: exprimidoras (prensa); exudación (con vapor); asentamiento por enfriamiento, o centrífugación. Los más modernos utilizan disolventes que mezclados con los destilados de petróleo y posteriormente sometidos a enfriamiento permiten la cristalización de la cera y su separación por filtración. (Ver Figura 6-25).

Exudación de parafina

En la secuencia de procesos que se viene explicando, aquellos residuos blando, medio y parafina cruda dura que salen del filtro rotatorio de desceración, se pueden purificar más utilizando una planta de exudación.

Los productos que salen de esta planta (aceite exudado, exudaciones blanda, media y parafina exudada dura) son tratados más adelante con ácido y arcilla y pasados por filtros y exprimidoras (prensa).

Proceso térmico continuo (“Thermofor”) con utilización de arcilla

Varios procesos de crepitación catalítica (descomposición térmica molecular) tienen uso en los grandes complejos refineros. De igual manera, los procesos para desulfuración de gasolinas. Casi todos estos procesos tienen sus características propias y aspectos específicos de funcionamiento. El proceso que muestra la Figura 6-26 tiene por objeto producir lubricantes de ciertas características y es alimentado por los productos semielaborados que salen de las plantas de procesos con disolventes (refinación y desparafinación).

Tratamiento con ácido-arcilla

A medida que ha progresado la ciencia y la tecnología de la refinación, ha cobrado importancia el uso de substancias quími-

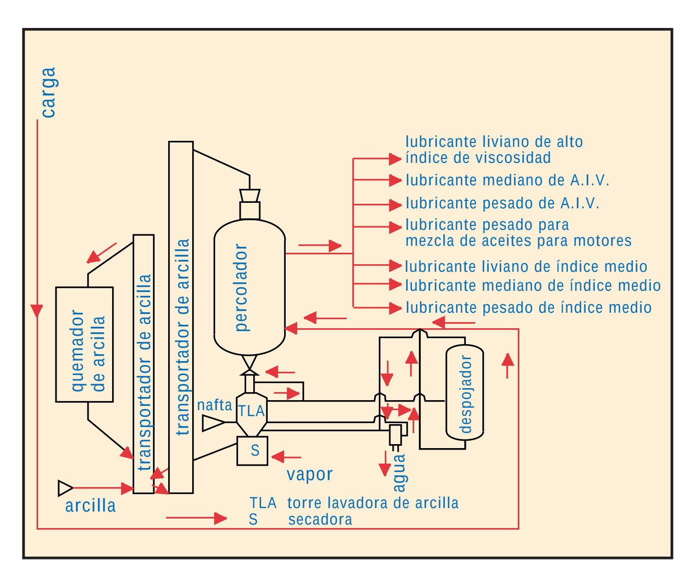


Fig. 6-26. Proceso térmico continuo ("Thermofor") con utilización de arcilla.

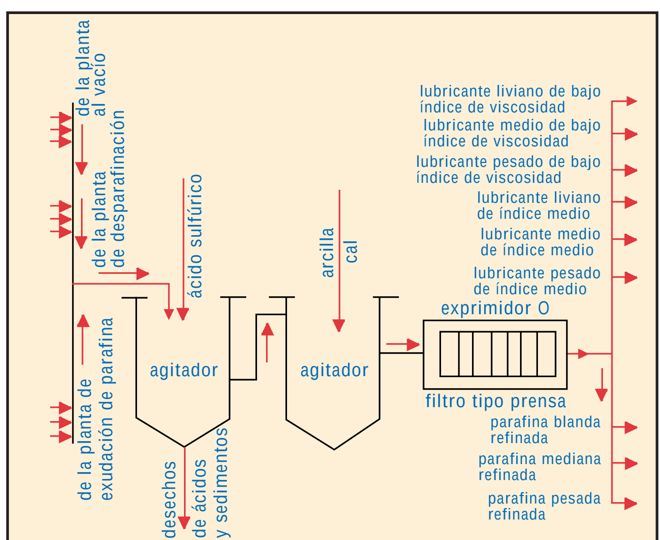


Fig. 6-27. Proceso de tratamiento con ácido-arcilla.

cas (ácidos) para contribuir al tratamiento de los crudos y derivados. Entre los ácidos son varios los que se utilizan en los procesos: ácido sulfúrico, ácido clorhídrico, ácido fluorhídrico, ácido fosfórico.

La utilización de ácidos trae el aspecto de corrosión de los equipos y para que éstos sean más durables y funcionen mejor hay que recurrir al uso de metales y aleaciones apropiadas para su fabricación, y durante las operaciones la implantación de un programa muy estricto de mantenimiento.

En el tratamiento ácido-arcilla, el ácido sulfúrico actúa como un removedor de material asfáltico y resinoso, y la arcilla sirve para absorber esos materiales. La purificación y tratamiento final de la carga se efectúa en un agitador que contiene más arcilla y cal, y en el exprimidor, tipo prensa.

La carga que alimenta a esta etapa de la refinación proviene de las plantas de destilación al vacío, desparafinación con disolvente y de exudación de parafinas.

Oxidación de asfalto

Las emanaciones o rezumaderos petrolíferos (menes) fueron los primeros productores de asfalto, un asfalto burdo. Por contacto prolongado con la atmósfera, el petróleo emanado se oxidaba y la gente lo utilizaba para calafatear embarcaciones, para ciertas aplicaciones en la construcción de viviendas, para impermeabilizar objetos y embalsamar cadáveres y hasta como substancia medicinal.

Hoy continúan los asfaltos teniendo aplicaciones muy útiles, gracias a la refinación, que los elabora de acuerdo a especificaciones determinadas para ser utilizados en las industrias de la construcción, vialidad, revestimien-

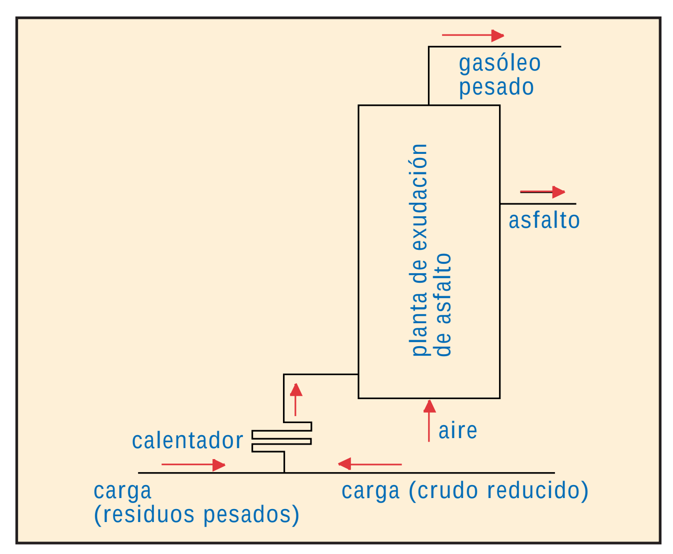


Fig. 6-28. Oxidación de asfalto.

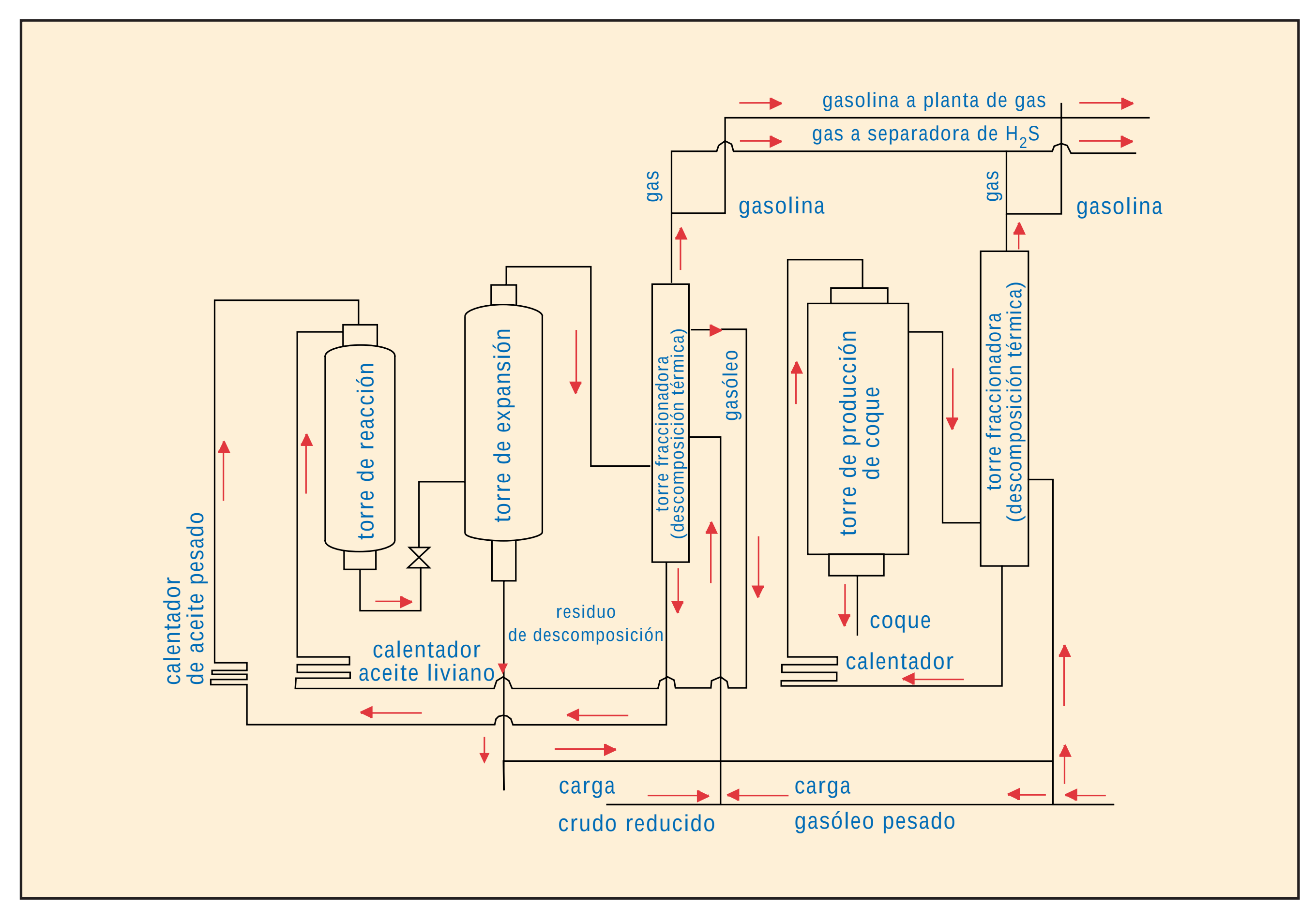


Fig. 6-29. Flujograma del proceso de descomposición térmica.

tos, pinturas y aplicaciones misceláneas en muchas otras industrias menores.

En este ejemplo, la carga para producción de asfaltos en la refinería puede obtenerse de la planta de alto vacío (residuos pesados) o de la planta de destilación atmosférica (crudo reducido) que prepara la carga para la planta de descomposición catalítica en lecho fluido. (Ver Figura 6-28).

Descomposición térmica

La limitación de generación de altas temperaturas durante el primer análisis de destilación de petróleos (Silliman, 1855) no permitió lograr la descomposición molecular. Sin embargo, con la erección de las primeras plantas de destilación se logró obtener temperaturas más altas y por falla, error u omisión se descubrió y apareció al instante (1861) que hidrocarburos más pesados (combustóleos) y naftas podían producir derivados más livianos (querosén, gasolinas y otros) que eran imposible de desprenderse a menores temperaturas.

Esta observación acrecentó la producción de querosén, que para la fecha era el producto de más consumo. El desarrollo y la tecnificación del proceso, así como ramificaciones del mismo, tomaron auge en el período 1910-1921.

Al proceso de descomposición o desintegración molecular o crepitación térmica se le bautizó “cracking”, onomatopéyicamente craqueo, craquear. (Ver Diccionario de la Lengua Española, Real Academia Española, 1970).

Fundamentalmente, la carga para este proceso la constituyen gasóleo pesado y/o

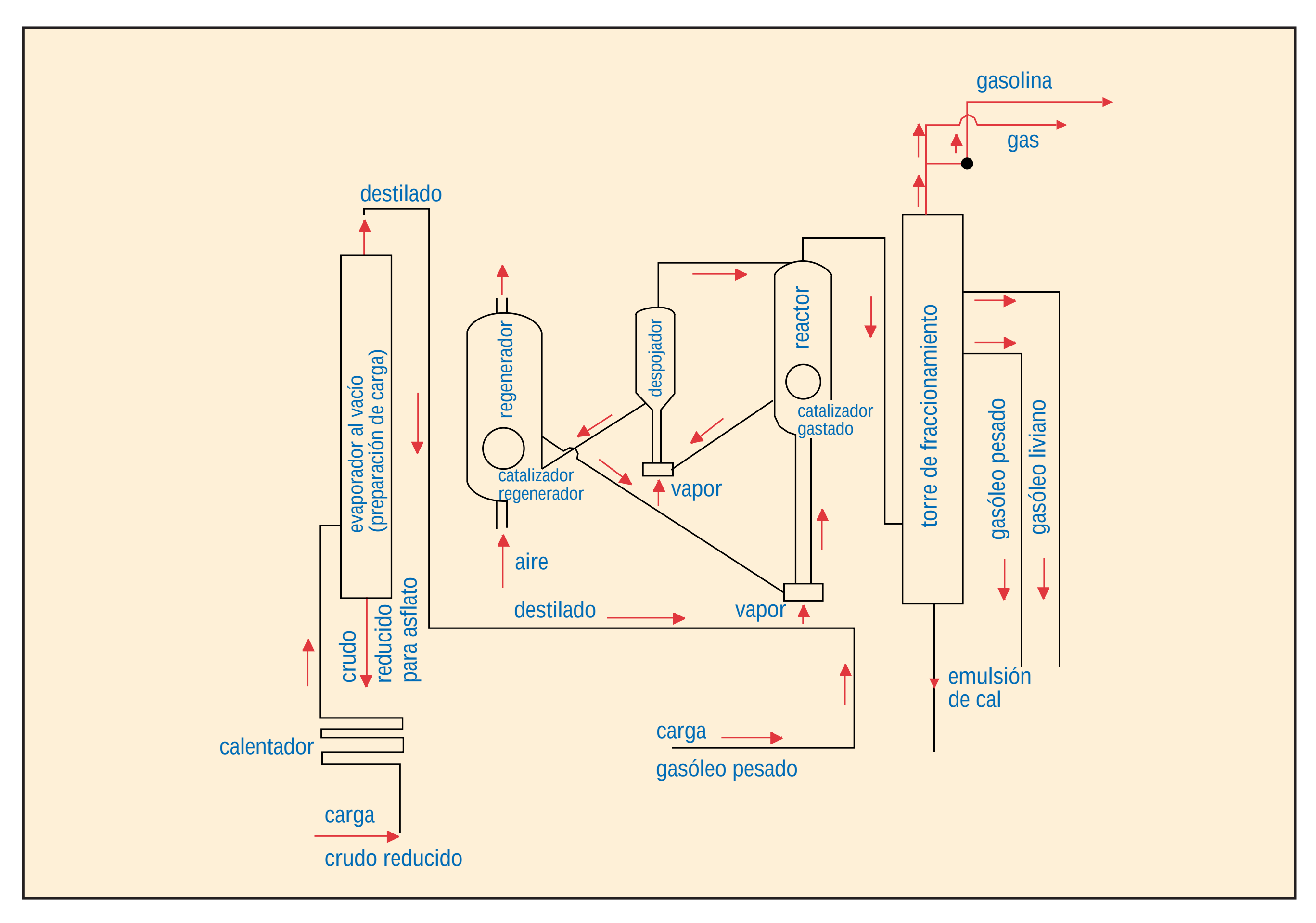


Fig. 6-30. Flujograma del proceso de descomposición térmica catalítica fluida.

crudo reducido, suplidos por otras plantas de las refinerías. Las temperaturas para la descomposición térmica están en el rango de 200-480 °C y presión de hasta 20 atmósferas. La descomposición térmica se aplica también para la obtención de etileno, a partir de las siguientes fuentes: etano, propano, propileno, butano, querosén o combustóleo. Las temperaturas requeridas están en el rango de 730-760 °C y presiones bajas de hasta 1,4 atmósferas. (Ver Figura 6-29).

Descomposición térmica catalítica fluida

Las mejoras e innovaciones logradas en los procesos de descomposición térmica, se obtuvieron muy especialmente durante y después de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945). El proceso utiliza un catalizador, aire comprimido y vapor, a temperaturas (120-535 °C) y presiones (3,50-7,0 atmósferas) controladas de acuerdo a los requerimientos de cada recipiente.

Como su nombre lo indica, el elemento más importante en este tipo de proceso es el catalizador, cuya función es actuar como un absorbente para depurar la carga de materia indeseable y obtener del craqueo de gasóleos y aceites diesel, gasolinas de alto octanaje. El catalizador puede ser hecho de arcillas, metales o material sintético en forma granular, de pelotas, de pastilla, de cápsulas, etc.

El diseño y elaboración de catalizadores es una importante rama de las operaciones de refinación catalítica. Todavía no se ha producido el catalizador ideal. Las características tales como tamaño de partículas, grado o calidad del material, propiedades absorbentes, capacidad de absorción y regeneración, son,

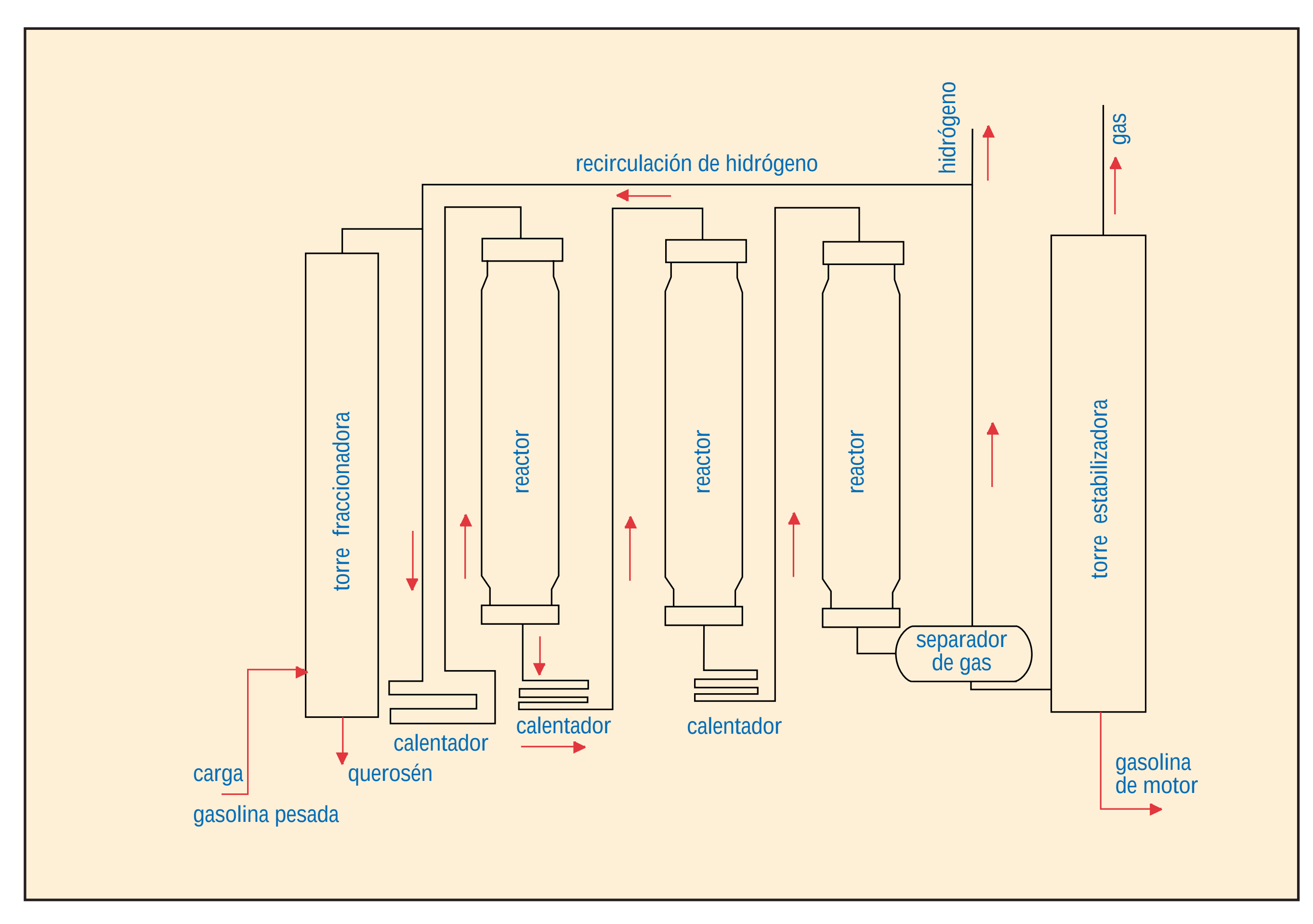


Fig. 6-31. Flujograma del proceso de reformación catalítica.

además del costo, importantes en la selección de catalizadores. El catalizador puede permanecer fijo, en forma de filtro en el recipiente o puede incluirse a través de la carga o emplearse un polvillo que se hace mover como un fluido utilizando un chorro de aire o hidrocarburos vaporizados. (Ver Figura 6-30).

Reformación catalítica

El proceso de reformación catalítica representa un gran avance en el diseño, utilización y regeneración de los catalizadores y del proceso en general. Los catalizadores de platino han permitido que mayores volúmenes de carga sean procesados por kilogramos de catalizador utilizado. Además, se ha logrado mayor tiempo de utilización de los catalizadores. Esta innovación ha permitido que su aplicación sea muy extensa para tratar gasolinas y producir aromáticos.

La reformación catalítica cubre una variedad de aplicaciones patentadas que son importantes en la manufactura de gasolina ("Ultraforming", "Houdriforming", "Rexforming" y otros).

La carga puede provenir del procesamiento de crudos nafténicos y parafínicos que rinden fracciones ricas en sustancias aromáticas. Por la reformación catalítica se logra la deshidrogenación y deshidroisomerización de naftenos, y la isomerización, el hidrocraqueo y la ciclodeshidrogenación de las parafinas, como también la hidrogenación de olefinas y la hidrosulfuración. El resultado es un hidrocarburo muy rico en aromáticos y por lo tanto de alto octanaje. (Ver Figura 6-31).

a planta de gas
H_2S
líquido magro de absorción
torre de absorción
despojadora
carga
gas con hidrógeno sulfuroso
planta de azufre
azufre
líquido rico de absorción

Fig. 6-32. Flujograma para extracción de azufre.

Extracción de azufre

La extracción de azufre del petróleo y de sus derivados, del gas natural y gases producidos en la refinería representa un importante porcentaje del azufre que se consume en el mundo.

El azufre se utiliza en procesos y preparación de compuestos para muchas otras industrias: química, metalúrgica, caucho sintético, agricultura (insecticidas, herbicidas y fungicidas), pulpa y papel, farmacéutica y explosivos. En construcción de vías se ha experimentado para utilizarlo como recubrimiento de carreteras.



Fig. 6-33. Azufre a granel, producto de la desulfuración. Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

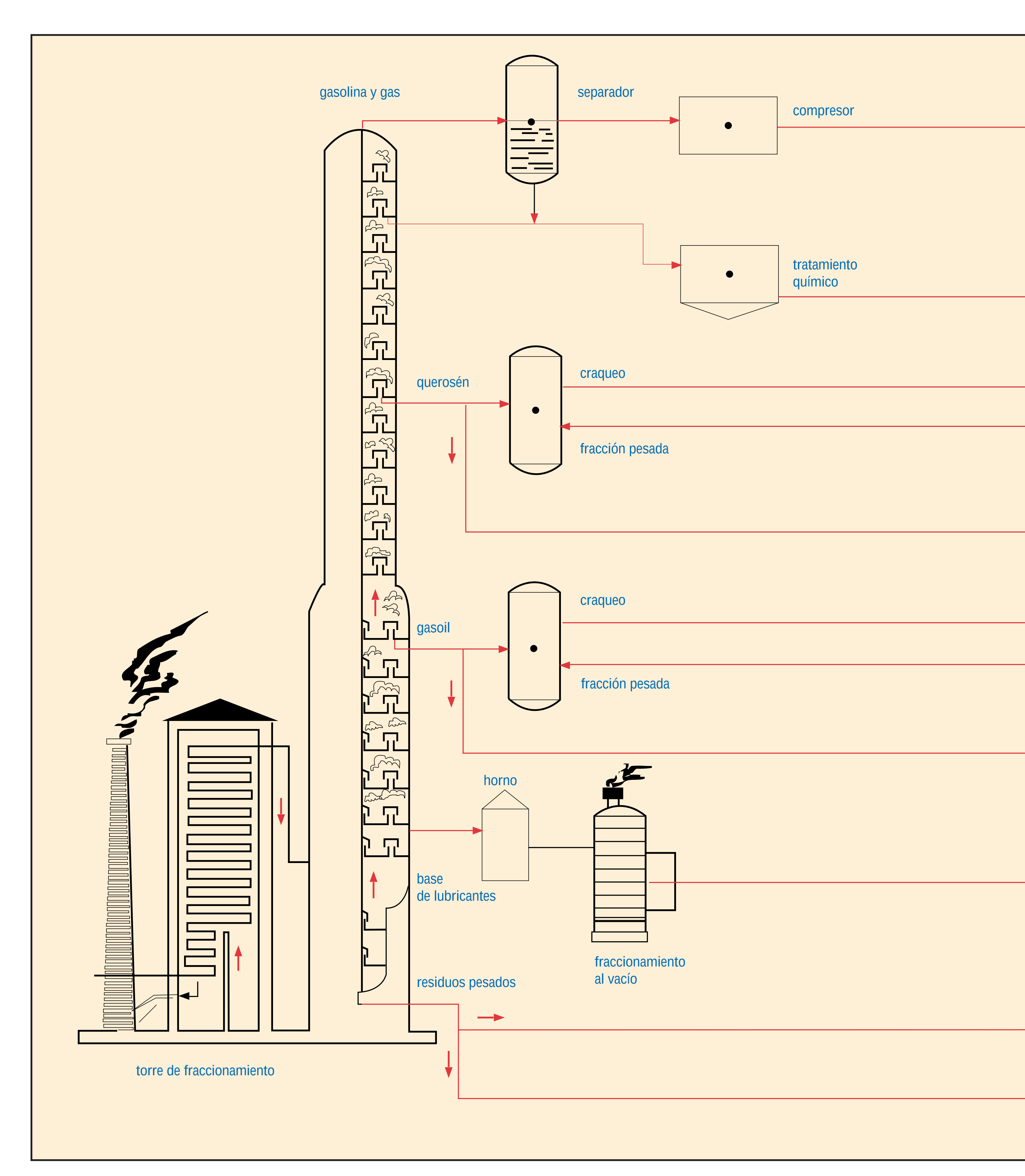
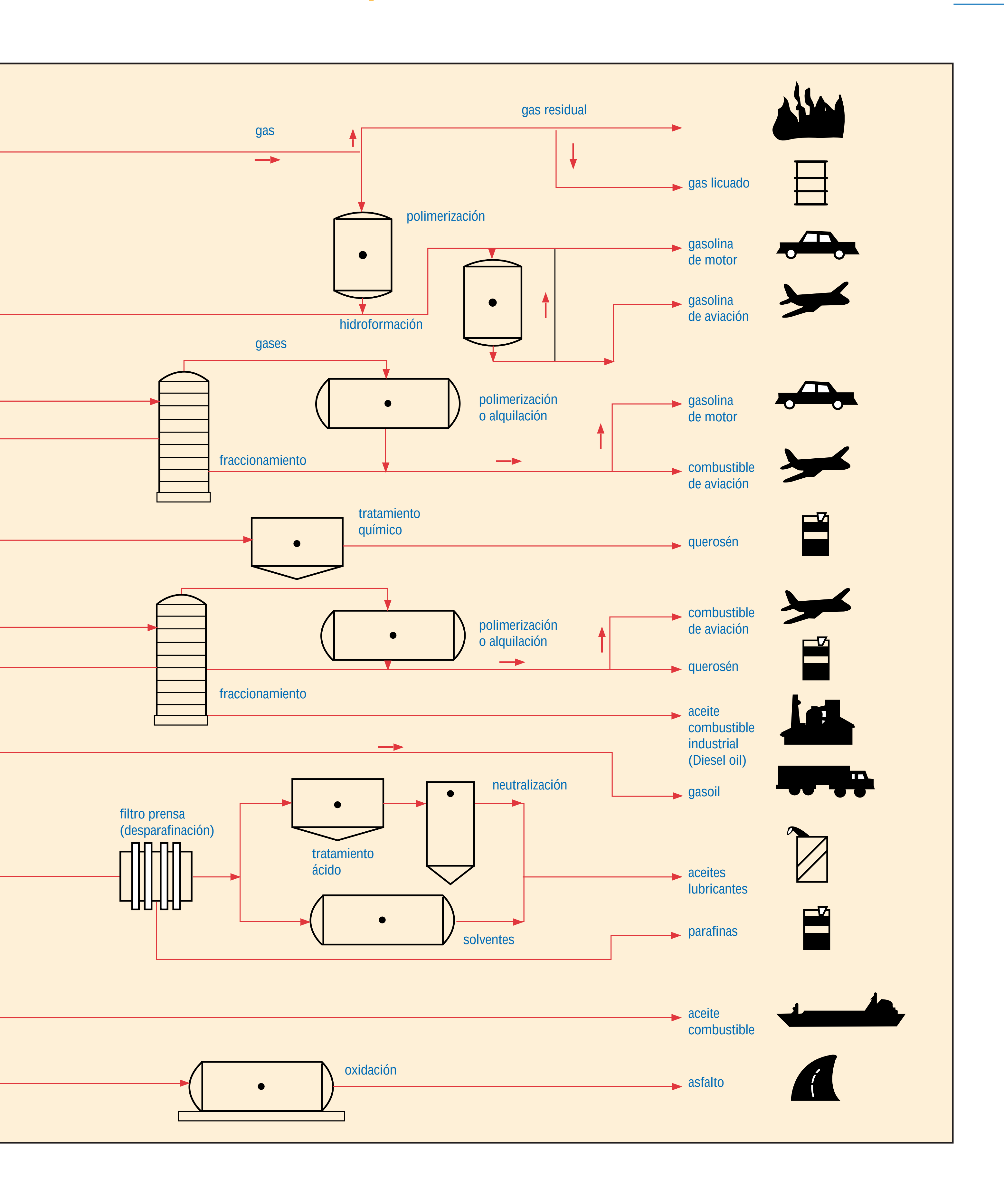


Fig. 6-34. Productos de la refinación de hidrocarburos.


gas
gas residual
gas licuado
polimerización
gasolina
de motor
gasolina
de aviación
hidroformación
gases
polimerización
o alquilación
gasolina
de motor
fraccionamiento
combustible
de aviación
tratamiento
químico
querosén
combustible
de aviación
polimerización
o alquilación
querosén
fraccionamiento
aceite
combustible
industrial
(Diesel oil)
gasoil
filtro prensa
(desparafinación)
neutralización
tratamiento
ácido
aceites
lubricantes
solventes
parafinas
aceite
combustible
oxidación
asfalto

VI. La Refinación y la Demanda de Productos

Originalmente, el tren de procesos de una refinería es concebido para responder a la demanda de determinados productos por determinados mercados. Sin embargo, al correr del tiempo, los cambios de disponibilidad de los tipos de crudos que conforman la dieta básica de la refinería, como también los cambios en la demanda de productos o la ampliación de los mercados que se atienden, siempre apuntan hacia la reorientación del patrón de refinación.

Circunstancias como las mencionadas antes son responsables por las modificaciones del patrón de refinación a lo largo de los años en las refinerías venezolanas: El Palito, Puerto La Cruz, Amuay y Cardón.

Por ejemplo, al 31 de diciembre de 1977, el cambio en la disponibilidad de crudos venezolanos indicó que las reservas probadas de 18.035 millones de barriles se componían de 56 % de crudos livianos y medianos y 44 % de crudos pesados y extrapesados. En los años siguientes, a partir de 1978, las filiales operadoras de PDVSA continuaron expandiendo sus programas de exploración y en 1994 las reservas probadas de crudos sumaron 64.878 millones de barriles y las de gas 3.967 millones de metros cúbicos, que representan 24.000 millones de barriles de petróleo equivalente.



Fig. 6-35. Las instalaciones de almacenamiento de crudos y productos son partes esenciales de las refinerías. Diariamente se recibe materia prima y se despachan productos.

La relación reservas/producción del país está asegurada holgadamente por sesenta años. Sin embargo, no obstante la importancia de las cifras mencionadas antes, el negocio exige mantener programas de exploración acordes con las perspectivas de la industria petrolera mundial.

Durante esos años también se prosiguió con el desarrollo de la Faja del Orinoco y las reservas recuperables de petróleo pesado/extrapesado del área sumaron 270.000 millones de barriles. Esta cifra es fenomenal. Equivalente a 5,8 veces toda la producción acumulada de petróleo del país durante 1914-1994. Mas, en relación con la producción de crudos de 1994, las reservas probadas de la Faja son suficientes para 282 años de abastecimiento. Por tanto, el reto está en comercializar al máximo este volumen de reservas a través de esfuerzos propios y/o asociaciones para tener mayor cobertura de investigación sobre comercialización de hidrocarburos y mayor penetración de mercados. Esto significa que, debido a la preponderancia de crudos pesados/extrapesados para procesarlos ventajosamente, los patrones de refinación tienen que ser modificados.

Las modificaciones implican instalar nuevas plantas y procesos a los esquemas existentes de refinación para ampliar la capacidad/cambios requeridos por la disponibilidad de crudos, las exportaciones de crudos y productos y las demandas del consumo nacional.

Tabla 6-11. Nuevo patrón de refinación, Amuay, 1982

	Refinería original	Refinería modificada	Diferencia
A. Dieta de crudos (miles de barriles diarios)			
Crudo liviano	35	-	(35)
Crudo mediano	390	280	(110)
Crudos pesados y extrapesados	25	170	145
Total	**450**	**450**	

	Refinería original	Refinería modificada	Diferencia
B. Productos (miles de barriles diarios)			
Gasolinas	76	129	53
Destilados	58	58	-
Combustibles residuales de bajo contenido de azufre	188	180	(8)
Combustibles residuales de alto contenido de azufre	160	102	(58)

Observación: ( ) Disminución

El nuevo patrón de refinación de la Refinería de Amuay

La Tabla 6-11 muestra cómo la dieta anterior de la Refinería de Amuay fue modificada (1982) para lograr disminuciones en las cargas de crudos livianos y medianos y aumento en el procesamiento de crudos pesados y extrapesados, con el consiguiente aumento en la producción de gasolinas y reducción de productos, representados por combustibles residuales de bajo y alto contenido de azufre.



Fig. 6-36. Vista parcial de las instalaciones del complejo de cambio de patrón de refinación, en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

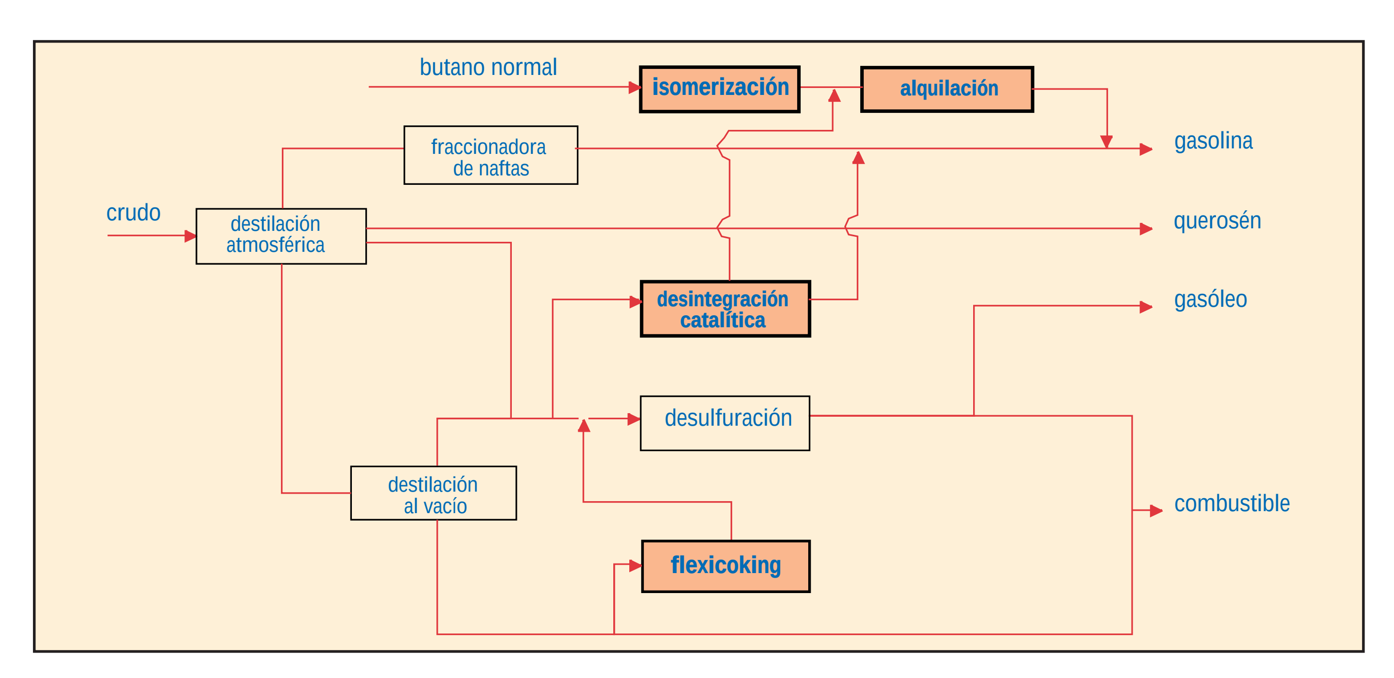


Fig. 6-37. Ubicación de las cuatro nuevas plantas dentro del circuito general de instalaciones en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

Disposición de las plantas

La Figura 6-37 muestra cómo las nuevas cuatro plantas ("Flexicoking", Desintegración Catalítica, Isomerización y Alquilación) fueron dispuestas en el circuito de plantas existentes para obtener el nuevo patrón de refinación en la Refinería de Amuay.

Los procesos seleccionados

Cuando es necesario cambiar el patrón de refinación y se ha decidido cuáles son los cambios y qué tipo de plantas deben construirse, el interesado recurre a firmas especializadas y solicita cotizaciones sobre los procesos y/o construcción de plantas que satisfagan sus requerimientos.

Es oportuno mencionar que tanto los procesos como los diseños y construcción de plantas están generalmente amparados por el derecho internacional que rige a la ciencia y a la tecnología en materia de descubrimiento, invención y/o registro de marcas de fábricas. Y en el caso particular de los procesos de refinación, la situación es más exigente por lo tan especializado de la materia, por la experiencia y garantías que deben avalar a los procesos, por el reducido número de empresas que investigan y dedican esfuerzos a esta rama, y por las inversiones y recursos requeridos para tales fines.

En el caso de los procesos y plantas seleccionadas para Amuay prevaleció el criterio de mayor eficiencia y flexibilidad presente y futura de la refinería; comprobada eficiencia técnica, experiencia y disponibilidad de recursos de los oferentes; menores costos de licencias y más completo aporte de servicios de ingeniería y adiestramiento de personal venezolano -profesional y técnico- por las empresas y fabricantes de equipos participantes en el cambio de patrón de refinación de Amuay.

Proceso "Flexicoking" (Exxon)

La aplicación general se basa en el manejo de cualquier carga de hidrocarburos que pueda ser bombeada, inclusive arena bituminosa. Es particularmente adaptable para remover el alto contenido de metales y/o carbón que quedan en los residuos de la carga tratada a temperaturas de 565 °C o más en plantas al vacío.



Fig. 6-38. Planta Flexicoker del nuevo patrón en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón, para entonces (1982) la más grande en su tipo en el mundo. Permite convertir asfaltos en gasóleos, naftas, gases y coque.

Los productos líquidos logrados pueden ser mejorados mediante la hidrogenación. El coque bruto obtenido puede ser gasificado. Luego de removerle el sulfuro de hidrógeno, el gas puede ser utilizado en los hornos de procesamiento, inclusive los de las plantas de hidrógeno. Además del coque producido, las otras fracciones más livianas producidas pueden ser procesadas en equipos convencionales de tratamiento.

La planta seleccionada tiene una capacidad de procesamiento de 52.000 b/d, y convierte el asfalto o residuo de procesos al vacío en destilados.

De acuerdo con las especificaciones y detalles de funcionamiento de la planta "Flexicoking", los requerimientos de servicios por barril de carga son los siguientes:

Vapor (a 42 kg/cm^{2}man), kilos	91
Vapor requerido (a 9 kg/cm^{2}man), kilos	45
Electricidad, kwh	13
Agua para enfriamiento, litros	1.325
Agua para alimentación de calderas, litros	114
Aire para instrumentos y servicios, m^3	0,71

La desintegración catalítica hace posible el tratamiento de una variedad de crudos en su estado original y de los derivados trata-

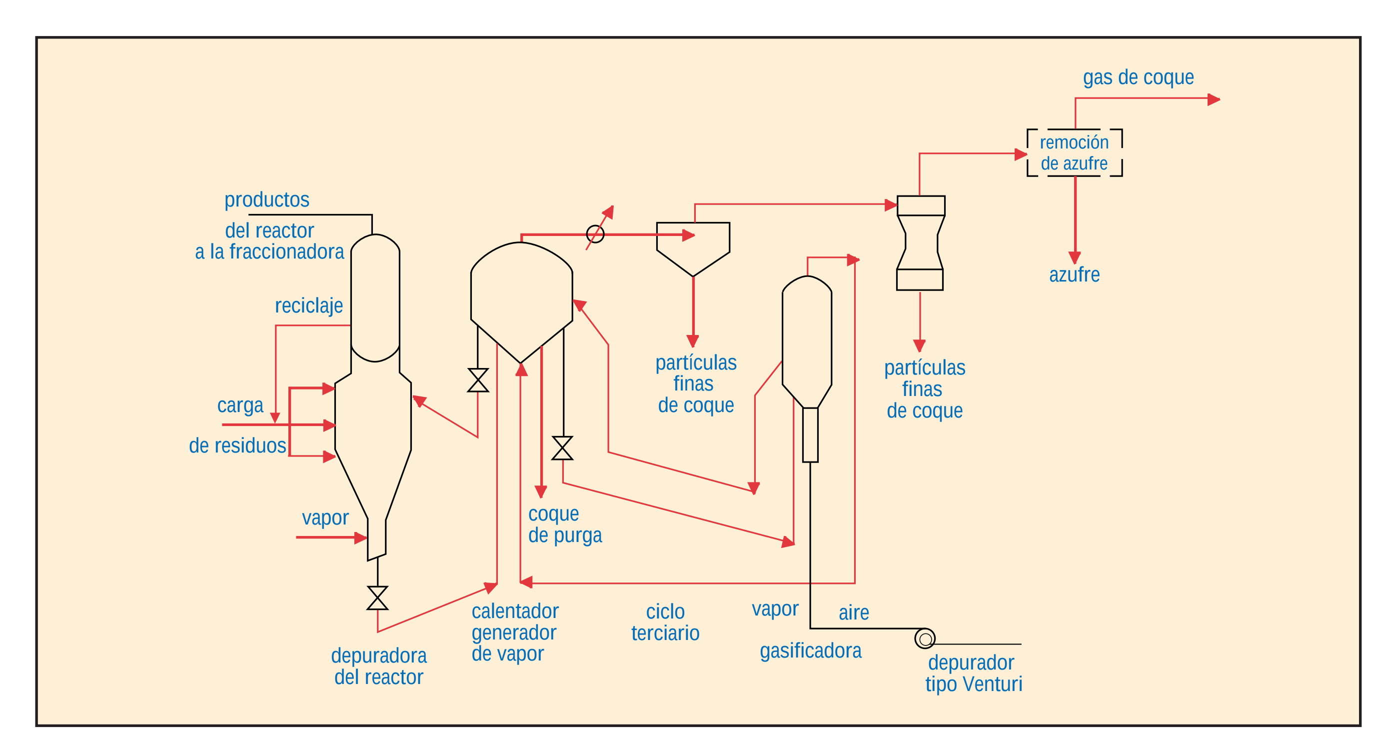


Fig. 6-39. Flujograma de la planta y proceso "Flexicoking" instalado en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

dos por hidrogenación, desintegración o desasfaltación para lograr productos de menor peso molecular como olefinas, gasolina de alto octanaje, destilados medios y otros que se pueden convertir adecuadamente.

Proceso "Flexicracking" (Exxon) (Desintegración Catalítica)

El proceso "Flexicracking" es adaptable a las necesidades tecnológicas en lo referente al tipo de carga, al factor de caracterización de la carga, requerimientos del reactor y del regenerador en cuanto a diseño y a los aspectos mecánicos y de seguridad de funcionamiento como también a los sistemas de control de emisiones y recuperación de energía derivada de los gases producidos.

La unidad de desintegración catalítica instalada en Amuay convierte los destilados livianos en naftas, y su capacidad es de 74.300 b/d.

El requerimiento típico de servicios para este tipo de unidad, por barril de carga, es como sigue:

Electricidad (para soplador de aire), kwh	4-7
Vapor requerido, kilos	7-27
Vapor producido, kilos	23-80
Agua para enfriamiento (aumento de 17 °C), litros	151-227
Catalizador, gramos	45-68

Cuando se toma en cuenta la capacidad diaria de cada planta y los insumos (servicios) requeridos para mantener funcionando los procesos se aprecia que los gastos de la refinería son bastantes.

En la Figura 6-40 se detallan los reactores y los componentes generales del proceso.

Proceso de Isomerización "Butamer" (Universal Oil Products)

Este proceso permite, mediante reacción catalítica, transformar butano normal en su isómero, isobutano. El isobutano se requiere como insumo para producir componentes de gasolina de muy alto octanaje en el proceso de alquilación.

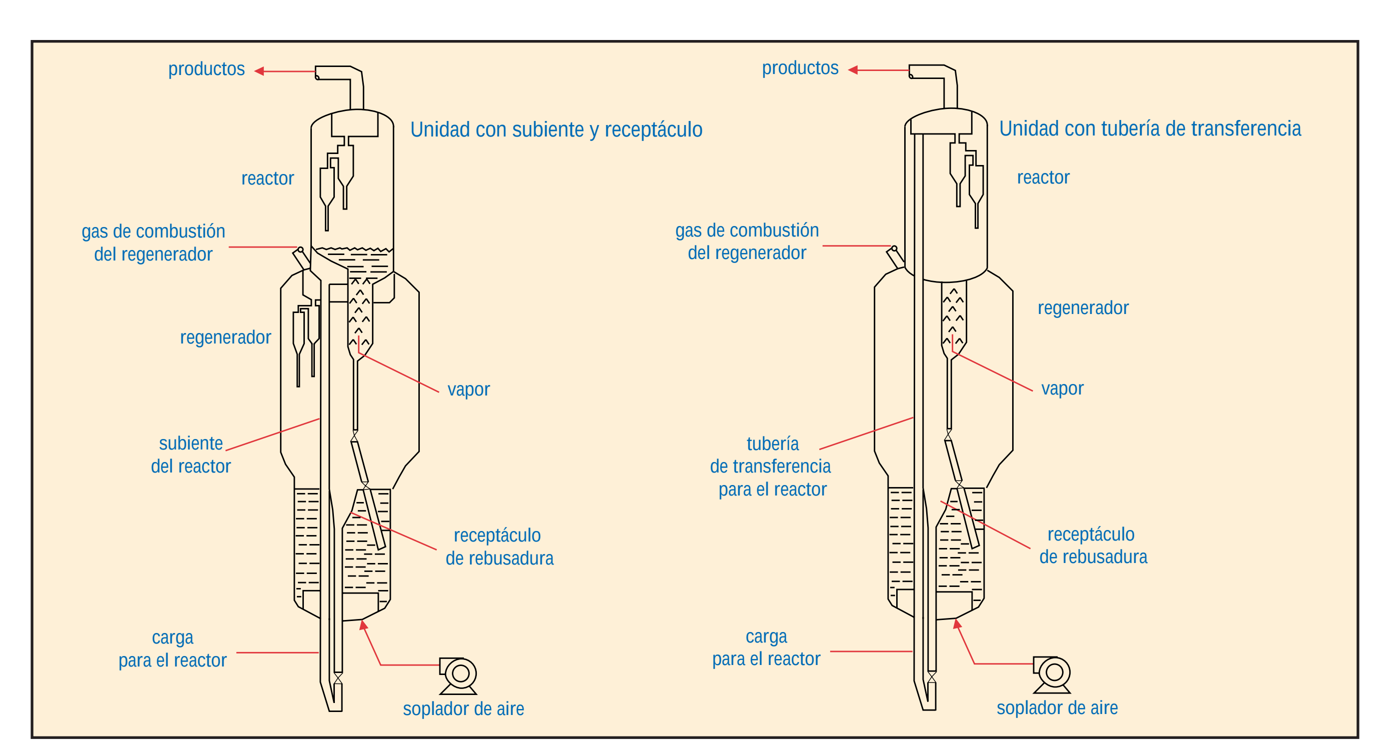


Fig. 6-40. Proceso "Flexicracking". Detalles de las partes internas de unidades de craqueo catalítico (proceso "Flexicracking", de Exxon) utilizadas en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

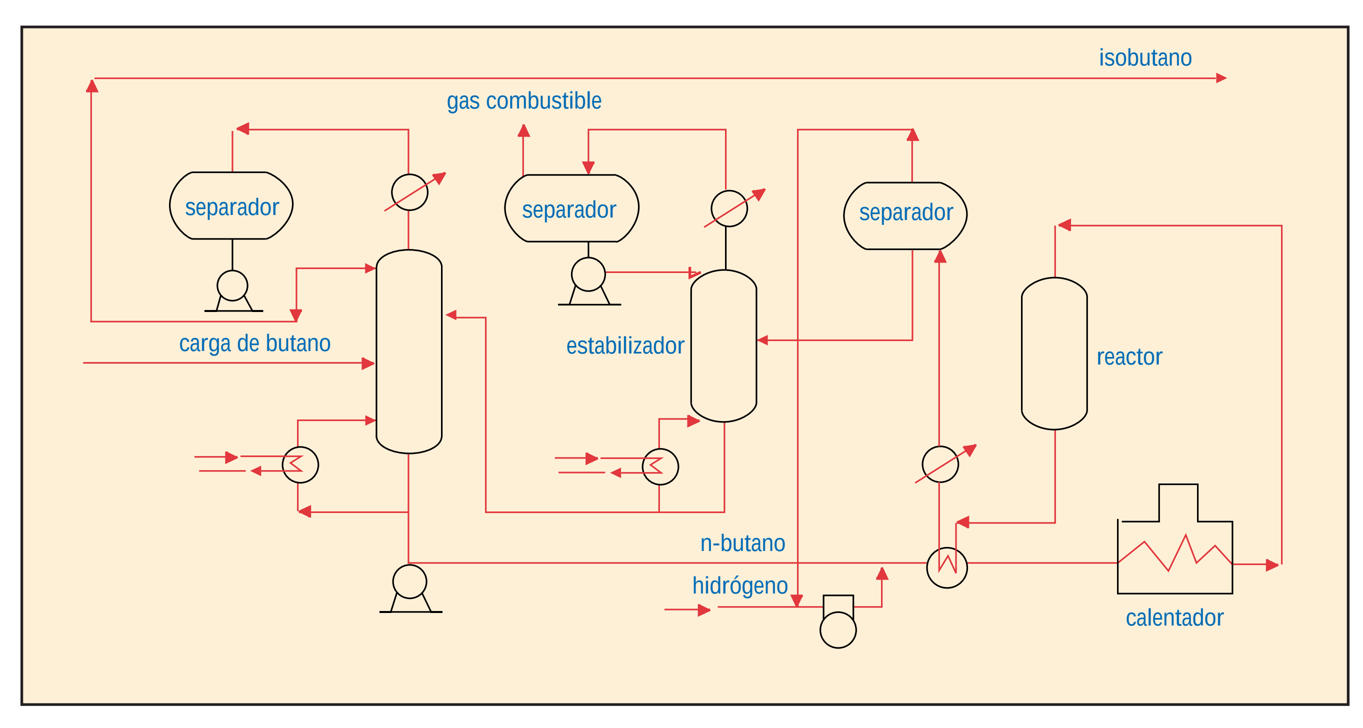


Fig. 6-41. Flujograma del proceso y disposición de las piezas que conforman la planta de Isomerización "Butamer", de Universal Oil Products, utilizada en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

En la Figura 6-41 presentamos el flujograma y los componentes del proceso de isomerización "Butamer".

Proceso de Alquilación "HF" (Acido Fluorhídrico, Universal Oil Products)

El proceso se emplea para la combinación de isobutano con olefinas tales como propileno o butileno para producir componentes para la gasolina de alto octanaje.

El isobutano logrado mediante el proceso de isomerización se emplea como carga para su alquilación con propileno, butileno, amilenos u olefinas de alto punto de ebullición.

El flujograma de la Figura 6-42 muestra la interrelación de las corrientes y las instalaciones requeridas para realizar el proceso.

La carga entra en íntimo contacto con el catalizador que lo constituye el ácido fluorhídrico. El efluente pasa por un recipiente de asentamiento. La parte ácida, o sea el ácido fluorhídrico, es bombeada al reactor. El producto que sale por la parte superior del recipiente de asentamiento, se despoja de isobutano y componentes más livianos en la despojadora y lo que sale del fondo de ésta es alquilato para gasolina de motor. La producción diaria de alquilatos en Amuay es de unos 14.200 barriles.

Inversiones

La modificación del patrón de refinación de la Refinería de Amuay requirió una inversión estimada en Bs. 5.300 millones, cantidad que incluye capital y gastos, infraestructura y capacitación de personal. Un 68 % de la inversión fue destinada a partidas para atender desembolsos en Venezuela que incluyeron: materiales, contratos de construcción y servicios, ingeniería, transporte, sueldos y salarios y otros gastos afines.

Además del aporte técnico propio, la participación técnica de las empresas nacionales y extranjeras colaboradoras en este proyecto sumaron 2,6 millones de horas/hombre. Las obras de construcción y erección de plan-

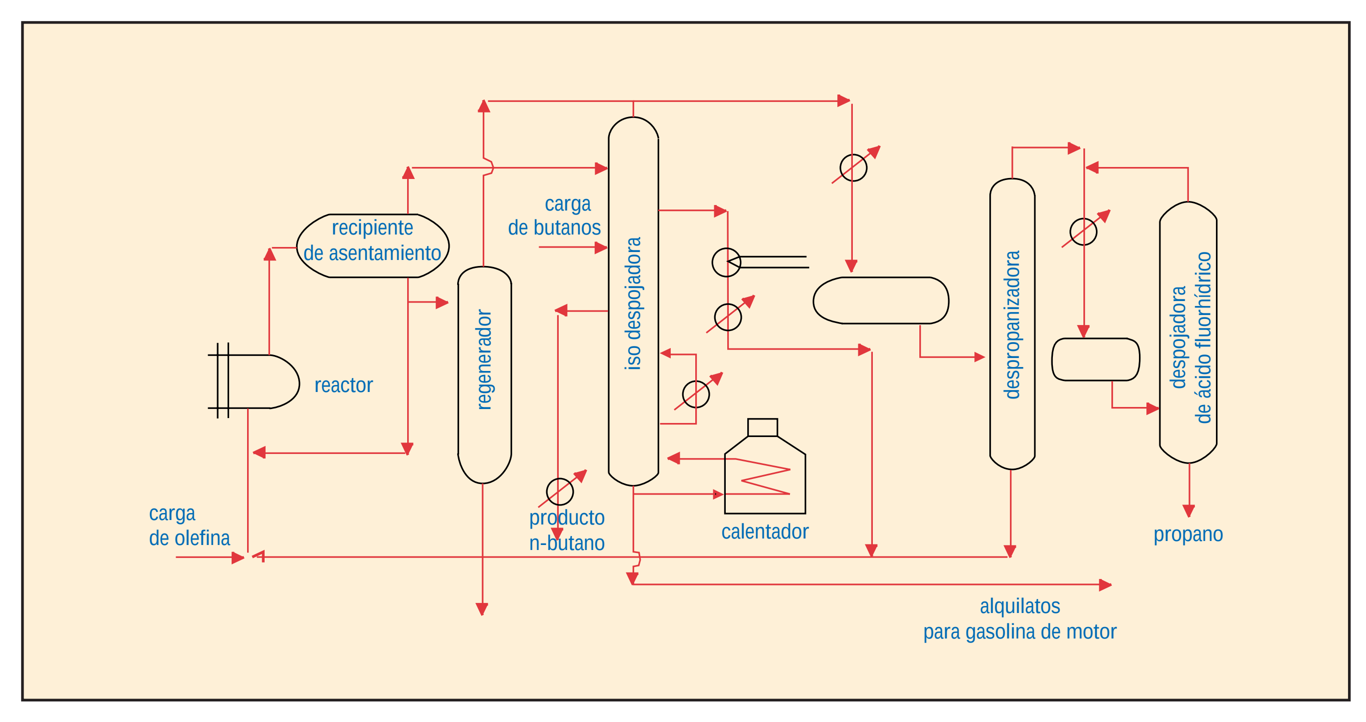


Fig. 6-42. Flujograma del proceso y disposición de las piezas que conforman la planta de Alquilación, de Universal Oil Products, utilizada en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

tas exigieron 20 millones de horas/hombre y participaron en este esfuerzo un total de 450 profesionales y técnicos y unos 6.000 artesanos y obreros, sin incluir el personal de la nómina normal de la refinería.

Una obra de esta magnitud y alcance requiere, además, la previsión de ampliación de servicios en los renglones de vivienda, agua, fuerza y luz eléctrica, gas, teléfono, asistencia médica y los otros que complementan los requerimientos de la calidad de vida moderna en los centros petroleros.

Aspecto de especial atención dentro de todo el esquema de modificación del patrón de refinación fue la preparación del personal venezolano: profesionales, técnicos y obreros especializados para encargarse del arranque, funcionamiento y mantenimiento de las plantas y nuevas instalaciones. Esto se hizo mediante la participación directa, en Venezuela y en el exterior, del personal seleccionado que trabajó en todas las fases del proyecto.

VII. Factores Complementarios

Para mantener las plantas funcionando continuamente, toda refinería, pequeña o grande, depende de otras operaciones e instalaciones complementarias claves.

Suministro de crudos y otros hidrocarburos

El suministro diario de crudos y otros hidrocarburos requeridos por la refinería se transporta, como es el caso en Venezuela, por tanqueros, oleoductos y/o gasductos. Esto implica una programación detallada y firme de despachos desde las fuentes de suministros y de recibo por parte de la refinería.

Almacenamiento

Para contar con un volumen adecuado de crudos y otros hidrocarburos líquidos, que garantice el funcionamiento continuo de las plantas por un cierto número de días, toda refinería dispone de un almacenamiento apropiado, constituido por tanques y/o embalses.



Fig. 6-43. Vista parcial del extenso sistema de almacenamiento para crudos y productos, formado por tanques y un embalse de gran volumen.

Los tanques y embalses alimentan diariamente a la refinería y lo sustraído se repone con las entregas provenientes de los centros de suministros (campos petroleros, terminales u otras refinerías), de manera que siempre hay un volumen adecuado por si en casos de fuerza mayor se demora la entrega o recibo de los crudos y otros hidrocarburos requeridos.

En el caso de un gasducto que alimenta a una refinería con gas para uso como combustible, siempre se prevé que dicho gasducto forme parte de una red que tiene suficiente flexibilidad para hacer reajustes entre los diferentes sitios de abastecimiento (yacimientos de gas) para cumplir con la entrega diaria de gas a la refinería.

Sin embargo, en casos extremos, los excedentes de gas de las mismas operaciones de las plantas pueden ser usados en caso de emergencias o puede apelarse también al uso de combustibles producidos por la misma refinería.

Otro aspecto del almacenamiento es el requerido por los diversos productos (gasolinas, querosén, combustóleos, lubricantes, asfalto, azufre, etc.), que diariamente produce y despacha la refinería hacia los diferentes centros de consumo, nacionales y/o extranjeros.

De todo esto se puede apreciar que el recibo de hidrocarburos que llegan para la refinería y de despacho de productos desde la refinería hacia los centros de consumo son dos actividades diarias que involucran modalidades técnicas y procedimientos muy eficaces para manejar volúmenes de miles y miles de barriles continuamente veinticuatro horas al día.

Instrumentación

Todos los procesos y funcionamiento de las instalaciones de la refinería requieren de controles apropiados para realizar automáticamente medidas de presión, de vacío, de temperaturas, de dosificación de cargas y aditivos, de niveles, de volúmenes, de funcionamiento correcto de equipos o sus componentes, de alerta, de alarma, de interrupción de operaciones, de incendios y de todas aquellas otras señales que indiquen a los operarios la marcha de las operaciones.

El avance tecnológico y las contribuciones obtenidas a través de la electrónica, la computación y la telemetría permiten un control central de las más importantes y delicadas operaciones en las plantas y sistemas de servicio. También existen controles mecánicos y neumáticos, pero cada vez más en desuso, para equipos cuyo funcionamiento requiere menos vigilancia.

Toda la gama de instrumentación aplicada se ha convertido en una especialidad que requiere de ingenieros, técnicos y operarios especializados para que el funcionamiento de toda la red sea mantenida a la más alta confiabilidad.

Todos los aspectos de transmisión, recopilación, lectura, interpretación, graficación y almacenamiento/rescate de datos de cualquier género y de cualquier magnitud pertenecen ya al vasto imperio de la comunicación moderna llamada informática, cuyos ejemplos más esenciales hoy son los satélites, las

computadoras, los teléfonos celulares, Internet, la radio, la televisión y la prensa.

Seguridad industrial

En cada una de las diferentes actividades que componen las operaciones petroleras (exploración, perforación, producción, refinación, petroquímica, transporte y mercadeo) es esencial contar con y poner en práctica normas de seguridad industrial. Este es un renglón que ocupa la atención y la decidida colaboración de todo el personal de la industria a todos los niveles.

Esto tiene que ser así para resguardar la integridad física del personal, de los equipos e instalaciones y para mantener las operaciones sin interrupciones todo el tiempo posible. Las fallas y paros en las operaciones ocasionan costos innecesarios. Los siniestros pueden representar pérdidas irreparables al personal y la destrucción de equipos e instalaciones merman temporalmente la productividad de la empresa.

A todo lo largo de la historia petrolera han ocurrido accidentes pero también se han logrado muchísimos éxitos que opacan los ratos adversos vividos. Los éxitos demuestran la tenacidad con que la industria emplea sus mejores recursos y tecnologías disponibles para que las operaciones se realicen con seguridad.

VIII. Evolución de la Refinación en Venezuela

La pionera de la refinación en Venezuela fue la empresa venezolana Petrolia del Táchira que, en 1882, erigió en su sitio de producción y operaciones en La Alquitrana, cerca de Rubio, estado Táchira, un pequeño alambique de 15 b/d de capacidad para suplir de querosén a las poblaciones vecinas en la cordillera andina. Significativo es el hecho de haber mantenido la Petrolia sus actividades de refinación hasta 1934. Para ese año, la refinación en el país había alcanzado 22.466 b/d.

En el período 1900-1910 las empresas Val de Travers y New York & Bermúdez Company se establecieron en Pedernales, Delta Amacuro, y Guanoco, estado Sucre, respectivamente, para extraer asfalto de los rezumaderos existentes en estos sitios. Para tales fines, ambas empresas construyeron modestas plantas procesadoras de asfalto que aunque no re-





Fig. 6-44. La seguridad es objetivo prioritario en las refinerías, dada la naturaleza de las operaciones y productos que se manejan.

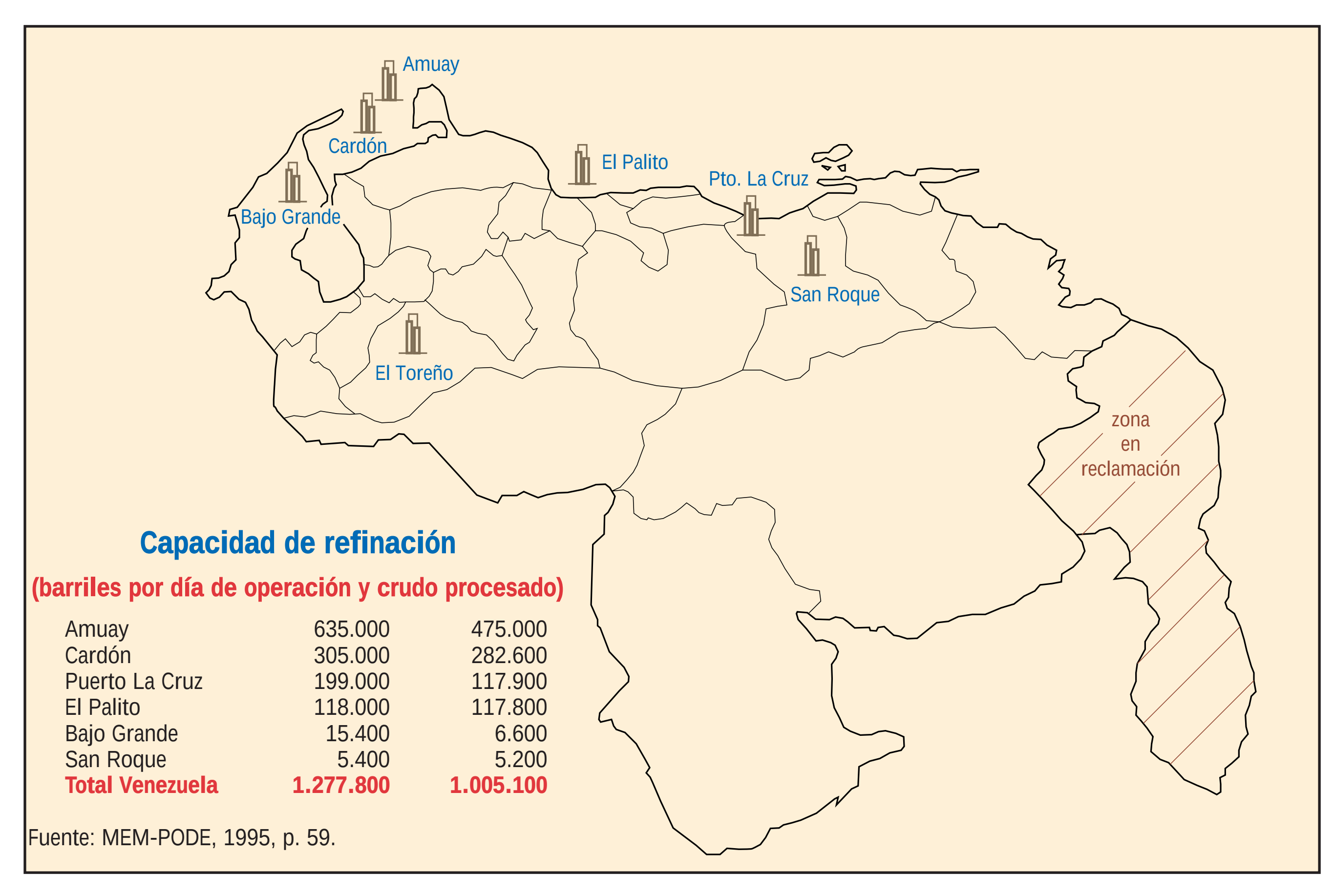


Fig. 6-45. Refinerías en operación, 1995.

presentaron ni siquiera la tecnología de refinación de la época, tienen el mérito de haber contribuido tempranamente al procesamiento rudimentario de hidrocarburos en el país.

Al descubrirse el campo Mene Grande (1914) e iniciarse en firme la exploración petrolera, al correr de los años (1917-1939), las empresas concesionarias empezaron a construir pequeñas refinerías para satisfacer primeramente los requerimientos de combustible para sus propias operaciones en la mayoría de los casos y muy pocas plantas para suplir cierto porcentaje del creciente consumo nacional. Para 1939 la refinación en el país llegó a 40.000 b/d, cuya composición aproximada de productos se especifica en la siguiente tabla:

	b/d	%
Gasolinas	4.983	12,65
Querosén	510	1,29
Gasóleo y Diesel	5.122	13,00
Combustóleo pesado	26.948	68,38
Asfalto y aceites para caminos	1.845	4,68
Total	**39.408**	**100,00**

El articulado y el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos de 1943 fueron instrumentos nacionales fundamentales para todas las actividades petroleras venezolanas y particularmente establecieron las bases para el futuro progreso y expansión de la refinación de hidrocarburos en el país.

Cronología de la refinación en Venezuela

Durante los años de desarrollo de la industria venezolana de los hidrocarburos,

1914-1942, la refinación de crudos y la manufactura de productos en el país representaron volúmenes y metas muy modestas. A partir de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de 1943, los sucesivos gobiernos delinearon estipulaciones y futuras obligaciones que debían cumplir las concesionarias en este tipo y parte de las operaciones petroleras. Los resultados logrados durante 1943-1975 fueron halagadores.

Posteriormente, 1976-1996, Petróleos de Venezuela y sus filiales han expandido sus operaciones en el país y en el exterior, de manera que Venezuela ha ganado prestigio en tecnología y en el comercio petrolero.

1882

• La empresa venezolana Petrolia del Táchira construyó en La Alquitrana, cerca de Rubio, estado Táchira, un alambique de 15 b/d de capacidad para destilar petróleo producido de sus pozos.

1900

• La Val de Travers Asphalt Company construyó una pequeña planta para tratamiento de asfalto en el área de Pedernales, Delta Amacuro.



Fig. 6-46. La empresa venezolana Petrolia del Táchira, pionera de la refinación de crudos en Venezuela, comenzó sus operaciones en 1882 y las mantuvo hasta 1934.

• La Uvalde Asphalt Paving Co. construyó una pequeña planta para tratamiento de asfalto en Carrasquero, estado Zulia.

1910

• La New York & Bermúdez Company construyó en Guanoco, estado Sucre, una pequeña planta para tratamiento de asfalto.

1917

• La Caribbean Petroleum Company construyó en San Lorenzo, estado Zulia, una refinería de 2.000 b/d de capacidad. Subsiguientes expansiones aumentaron su capacidad: 1926, 10.000 b/d; 1938, 38.000 barriles diarios.

1925

• La Lago Petroleum construyó en el área La Rosa/La Salina (Cabimas), estado Zulia, una refinería de 1.700 b/d de capacidad. Posteriores ampliaciones aumentaron su capacidad: 1938, 10.000 b/d; 1941, 20.000 b/d.

1929

• La West India Oil Company construyó en La Arriaga (Maracaibo), estado Zulia, una pequeña refinería de 2.500 b/d de capacidad.

• La Venezuelan Gulf Oil Company construyó en Cabimas, estado Zulia, una planta de 1.800 b/d de capacidad.

1929/1931

• La Colon Development Company construyó en las áreas de Casigua, El Calvario y La Rivera, estado Zulia, tres pequeñas refinerías cuya capacidad combinada fue de 700 b/d.

1938

• La Standard Oil Company of Venezuela construyó en Caripito, estado Monagas, una refinería cuya capacidad inicial fue de

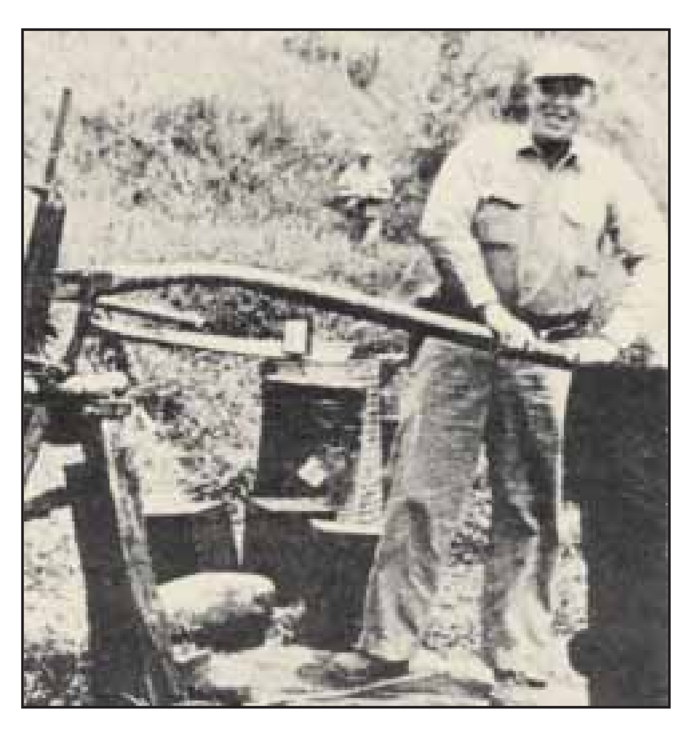


Fig. 6-47. C.J. Brown dedicó esfuerzos, sin éxito, para fortalecer las operaciones de la Petrolia del Táchira. En 1933 opinó que las posibilidades de rehabilitación de pozos en La Alquitrana eran exiguas.

26.000 b/d. Expansiones: 1957: 60.000 b/d; 1961: 70.000 b/d.

1939

• La Mene Grande Oil Company construyó en Oficina, estado Anzóategui, una pequeña refinería de 900 b/d de capacidad.

• La Socony-Vacuum Oil Company construyó en Guario, estado Anzóategui, una pequeña refinería de 100 b/d de capacidad.

1947

• La Compañía Shell inició en Cardón, estado Falcón, operaciones de su gran refinería con capacidad inicial de 30.000 b/d. Subsecuentes ampliaciones expandieron esa capacidad substancialmente. 1974: 369.000 b/d.

• La Texas Petroleum Company inició operaciones de su refinería en Tucupita, Delta Amacuro, de 10.000 b/d de capacidad.

1950

• La Venezuelan Gulf Refining Co. arrancó su refinería con capacidad inicial de 30.000 b/d ubicada en Puerto La Cruz, estado Anzoátegui. Subsecuentes ampliaciones aumentaron su capacidad. 1974: 159.000 b/d.

• La Sinclair Oil and Refining Company inauguró su refinería de capacidad inicial de 30.000 b/d, ubicada en El Chaure, estado Anzoátegui. Ampliaciones posteriores aumentaron su capacidad. 1974: 40.000 b/d.

• La Creole Petroleum Corporation construyó en Amuay, estado Falcón, su nueva refinería que con el tiempo se convirtió en la mayor del país. Capacidad inicial: 60.000 b/d. Ampliaciones: 1954: 145.000 b/d; 1955: 224.000 b/d; 1957: 328.000 b/d; 1958: 343.200 b/d; 1959: 348.700 b/d; 1963: 378.700 b/d; 1967: 408.700 b/d; 1976: 568.700 b/d; 1972: 630.000 b/d; 1974: 670.000 b/d.

1952

• La Phillips Petroleum Company construyó e inició operaciones de su refinería de 2.100 b/d de capacidad para producir parafina en su campo San Roque, estado Anzoátegui. Ampliada luego a 4.500 b/d y a 5.300 b/d.

1958

• Comenzó operaciones la refinería del Instituto Venezolano de Petroquímica, con capacidad de 2.500 b/d, ubicada en Morón, estado Carabobo. La refinería fue luego traspasada (1964) a CVP y ampliada a 25.000 b/d.

1960

• La Mobil Oil Company construyó su refinería en El Palito, estado Carabobo, con una capacidad inicial de 55.000 b/d, que luego amplió a 80.000 b/d y más tarde a 106.000 b/d.

• Por resolución del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, el IVP transfirió a la CVP la Refinería de Morón, estado Carabobo.

• Por primera vez, el volumen anual de crudos procesados por las refinerías venezolanas llegó a 859.195 b/d (136.612 m^3/d).

1964

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos encomendó a la CVP la ampliación de la Refinería de Morón, estado Carabobo.

1965

• El volumen de crudos procesados por las refinerías venezolanas llegó durante el año a 1.033.859 b/d (164.384 m^3/d).

1967

• La CVP y la Compañía Shell de Venezuela firmaron un contrato de tres meses para suministrar gasolina a las estaciones de servicio de la primera.

• La Creole Petroleum Corporation presentó al Ministerio de Minas e Hidrocarburos un proyecto para construir una planta desulfuradora de crudos.

• Se sancionó la Ley que cubre los aspectos referentes a la desulfurización de hidrocarburos. Contiene estímulos para este tipo de procesamiento, para promover la desulfurización de crudos venezolanos.

• La Sinclair Oil Co. arrancó en su campo Sinco, estado Barinas, una pequeña refinería de 5.000 b/d de capacidad (800 m^3/d).

• CVP logró acuerdos con la Creole Petroleum Corporation, la Shell, la Mene Grande, la Texas, la Mobil y la Phillips, para abastecer de gasolinas a las estaciones de la CVP.

1968

• El Ejecutivo Nacional y la Creole firmaron un acuerdo para construir una planta desulfurizadora de hidrocarburos en Amuay, estado Falcón, según ley aprobada el 20 de julio de 1967. La planta tendría un costo de Bs. 528 millones y podría procesar 100.000 b/d (16.000 m^3/d).

• Es inaugurada la expansión de la refinería de la CVP (18.500 b/d, 2.950 m^3/d), en Morón, estado Carabobo

• El gobierno de los Estados Unidos aprobó la inversión de la Creole para la construcción de la planta desulfurizadora de hidrocarburos en Amuay, estado Falcón.

• Se realizó en Lima, Perú, la Primera Reunión de Expertos (Refinerías) de ARPEL y participaron representantes de la CVP.

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos y la Compañía Shell de Venezuela firmaron un acuerdo para eregir una planta de Desulfurización, de 50.000 b/d (8.000 m^3/d) de capacidad, en Cardón, estado Falcón. La CVP tendría 50 % de participación en el gasducto que se construiría desde la Costa Bolívar, estado Zulia, a Cardón. El IVP tuvo prioridad sobre la producción de azufre.

• La CVP y el IVP solicitaron ofertas para la construcción de una refinería de 157.000 b/d (25.000 m^3/d) en el Zulia. En la compañía mixta las dos empresas controlarían, por lo menos, 51 % del capital. CVP abastecería la refinería con crudos pesados y dispondría de la mitad de las gasolinas producidas.

1969

• La Shell inauguró en la Refinería Cardón, estado Falcón, su complejo de desulfurización, primero en su clase en Venezuela.

1970

• Desde la refinería de la Shell, en Cardón, estado Falcón, se despachó el primer cargamento de residual desulfurizado hacia los Estados Unidos.

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos encargó a su Centro de Evaluaciones el otorgamiento de los permisos para transportar y almacenar gases licuados del petróleo (GLP), y para construir las instalaciones correspondientes.

• El Ejecutivo Nacional confirmó haber recibido oferta de la Creole para construir una planta de gas licuado.

• El Ministerio de Hacienda resolvió aumentar en 5 céntimos por litro el precio al detal de la gasolina de más alto octanaje, desde el 15 de noviembre.

• La Creole vendió a El Salvador el primer cargamento de azufre elemental procedente de su planta desulfurizadora en la Refinería de Amuay, estado Falcón.

• La CVP anunció que construiría en 1971 una planta de liquefacción de gas en el estado Zulia.

1974

• La CVP y la Shell firmaron un contrato sobre investigación para la desmetalización de los crudos pesados venezolanos.

1977

• PDVSA formuló programas para el cambio de patrón de refinación de sus operadoras.

1978

• La Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos (SVIP) objetó la instalación de una planta experimental de coque en la Refinería de Amuay, de Lagoven, en el estado Falcón.

• Progresó la remodelación de la unidad de Desintegración Catalítica en la Refinería Cardón, de Maraven, en el estado Falcón, como también los trabajos iniciales para el cambio de patrón de refinación en las refinerías de Amuay, de Lagoven, en el estado Falcón, y en la de El Palito, de Corpoven, en el estado Carabobo.

1979

• Concluyó la remodelación de la unidad de Desintegración Catalítica en la Refinería Cardón, de Maraven.

• Siguieron su curso normal todos los proyectos del plan de cambio de patrón de refinación.

1980

• Prosiguieron satisfactoriamente los trabajos para el cambio de patrón de refinación en las refinerías El Palito, de Corpoven; Amuay, de Lagoven; y Cardón, de Maraven.

1981

• A fin de año concluyó el proyecto de Cambio de Patrón de Refinación en la Refinería El Palito, de Corpoven, estado Carabobo, a un costo de $US 433 millones. Este proyecto añade 60.000 b/d de gasolina para el mercado nacional.

• Siguieron su curso normal los proyectos en las refinerías de Amuay y de Cardón.

1982

• Comenzaron a funcionar en la Refinería El Palito, Corpoven, estado Carabobo, las nuevas plantas de Destilación al Vacío: 65.000 b/d; la de Desintegración Catalítica: 42.000 b/d; y la de Alquilación: 22.000 b/d. Costo total del proyecto: Bs. 1.800 millones.

• Comenzaron a funcionar en la Refinería de Amuay, de Lagoven, estado Falcón, las plantas de Desintegración Catalítica: 42.000 b/d; la de Alquilación: 14.200 b/d; y la de Coquización Fluida: 52.000 b/d. En su género, la planta de Flexicoquización fue a la fecha la más grande del mundo.

• En la Refinería Cardón, de Maraven, estado Falcón, se terminó la construcción de la planta de Mezcla y Envasado de Lubricantes a un costo de Bs. 225 millones y capacidad de 3.800 b/d por turno.

1983

• En la Refinería Cardón se terminó también la construcción de la planta de Alquilación, con capacidad de 19.000 b/d. Esta plan-

ta aumentó la producción de gasolina de la refinería a 94.000 b/d.

• También en la Refinería Cardón se concluyó la construcción de la planta experimental de Hidrodesmetalización con capacidad de 2.500 b/d, de fondo de vacío, crudo Tía Juana pesado (12 °API). Costo total: Bs. 400 millones.

• El cambio de patrón de refinación de Lagoven, realizados entre 1977 y 1983, representaron una inversión de Bs. 8.268 millones. Las nuevas plantas permiten aumentar el procesamiento de crudos pesados en 150.000 b/d, la producción de gasolina en 77.000 b/d, y la de destilados en 30.000 b/d, logrando también la reducción en la producción de residuales de alto contenido de azufre.

• Se inició la construcción de la expansión de la planta de Lubricantes en la Refinería de Amuay, estado Falcón, de Lagoven. Costo estimado del proyecto: Bs. 170 millones. Esta planta incrementará en 700 b/d la producción de bases lubricantes.

• Se concluyó satisfactoriamente el acuerdo firmado con la Veba Oel A.G. de Alemania Federal cuyo objetivo es la diversificación de mercados, profundización de las exportaciones y comercialización de los crudos pesados/extrapesados venezolanos.

1984

• El 24 de noviembre culminó en Valencia, estado Carabobo, el Primer Seminario sobre Refinación, auspiciado por PDVSA y sus empresas filiales.

• Se finalizó la ampliación del sistema de asfalto de la Refinería de Amuay, la cual aumentó su capacidad de exportación del producto de 14.000 a 24.000 b/d y la capacidad de almacenaje a 200.000 barriles. El costo de los trabajos fue de Bs. 64 millones.

• El 13 de diciembre ocurrió un extenso y voraz incendio en el complejo hidrodesulfurador de la Refinería de Amuay, de Lagoven. Sin embargo, quince días después del siniestro comenzaron a funcionar cuatro plantas de destilación, el complejo de lubricantes y la unidad de desintegración catalítica.

1985

• En marzo, Lagoven terminó los trabajos de reconstrucción de 400 tubos de diferentes diámetros dañados durante el incendio de diciembre pasado, ocurrido en Amuay. En abril reanudaron operaciones la primera y segunda plantas de Hidrógeno, quedando restablecidas la producción y exportación de gasolina sin plomo, y destilados y combustible residual de bajo azufre.

• Culminó la construcción y comenzó a prestar servicios la expansión de la planta de Lubricantes en la Refinería de Amuay, de Lagoven, para aumentar la producción a 2.200 b/d. El costo total del proyecto fue de Bs. 146 millones.

• Se aprobó el proyecto de conversión de la Refinería Cardón, de Maraven. Entró en la fase de planificación la planta de BTX (benceno-tolueno-xileno) de la Refinería El Palito, de Corpoven.

• PDVSA tomó en arrendamiento por cinco años la refinería de Curazao, manejada por la nueva filial Isla. El 14 de noviembre Isla comenzó a despachar y exportar productos. La refinería procesa 140.000 b/d de crudos venezolanos.

1986

• Prosiguieron los estudios de ingeniería básica para el proyecto de la Expansión del Flexicoquizador y Producción de Coque Grado Anodo, para la Refinería de Amuay, utilizando firmas consultoras venezolanas y personal de Lagoven e Intevep en Venezuela y en el exterior.

• El Ejecutivo Nacional autorizó a Petróleos de Venezuela la adquisición del 50 %

de las acciones de Nynas Petroleum, de Suecia, y también a aumentar su participación en las refinerías de la Ruhr Oel, de Alemania Occidental.

• Petróleos de Venezuela firmó carta de intención con la Union Pacific Corporation, empresa estadounidense, para comprarle la mitad de la Champlin Petroleum, de Tulsa, Oklahoma.

• Intevep recibió en Estados Unidos la primera patente del proceso HDH™ (Hidrocraqueo-Destilación-Hidrotratamiento) para la conversión y mejoramiento de crudos pesados con alto contenido de metales y asfaltenos.

• El Grupo Químico, de las empresas Grupo Mendoza, comenzó a operar una planta de lubricantes químicos.

• Petróleos de Venezuela convino con la firma sueca Axel Johnson, la compra del 50 % de la Nynas Petroleum.

• El Ejecutivo Nacional autorizó a Petróleos de Venezuela a comprar 50 % de la Citgo, de Tulsa, Oklahoma, importante refinadora y distribuidora de productos en los Estados Unidos.

• En 1986 Venezuela contó con siete refinerías en el país y ocho en el extranjero con una capacidad total instalada de refinación de 2 millones b/d. Durante el año, las refinerías del país procesaron 877.000 b/d de crudo, equivalente a 72 % de la capacidad instalada. La participación en la capacidad instalada en las refinerías del exterior fue de 388,9 miles de b/d, equivalente a 43,2 % del total.

1987

• Progreso sostenido durante el año se anotaron todos los grupos de profesionales, técnicos y personal auxiliar que trabajaron en la continuación de los proyectos de refinación de PDVSA y sus filiales, programados y aprobados en años anteriores.

1988

• Se completó la primera fase del proyecto de Interacción Amuay-Cardón, que permitirá el intercambio de productos entre ambas refinerías a través de tres poliductos. Por el propanoducto, Amuay envió a Cardón 135.000 barriles de isobutano y otras mezclas.

• Continuaron satisfactoriamente los trabajos de los proyectos de construcción de la planta de BTX en la Refinería El Palito, de Corpoven. Remodelación de dos plantas de Destilación al Vacío en Cardón, por cuenta de Maraven. Expansión de la planta de Flexicoquización en la Refinería de Amuay, de Lagoven.

1989

• Petróleos de Venezuela, dueña de la mitad de las acciones de la Champlin, compañía refinera ubicada en Corpus Christi, Texas, adquirió la otra mitad de las acciones.

• Fue ampliada a 64.000 b/d la capacidad del Flexicoquizador de la Refinería de Amuay, de Lagoven.

• Mediante la remodelación de una unidad de Destilación al Vacío, Maraven aumentó en 4.000 b/d la producción de destilados en la Refinería Cardón y, por ende, redujo la producción de residuales.

1990

• Petróleos de Venezuela adquirió la totalidad de las acciones de la Citgo, empresa refinadora y comercializadora de hidrocarburos, ubicada en Tulsa, Oklahoma.

• Citgo adquirió la mitad de las acciones de la empresa estadounidense Seaview, dueña de una refinería en Paulsboro, New Jersey.

• La Refinería de Amuay, de Lagoven, celebró cuarenta años de operaciones ininterrumpidas. El nivel de procesamiento de las instalaciones llegó a 438.000 b/d, y la capacidad de destilación a 577.000 b/d, las más altas cifras logradas en los últimos dieciséis años.

• Lagoven inició el desarrollo de cuatro proyectos para actualizar y optimar la tecnología/capacidad de producción de su Refinería de Amuay: hidrogenación selectiva de butadienos; producción de MTBE/TAME (metil-ter-butil-éter/ter-amil-metil-éter); recuperación de olefinas e hidrógeno del gas de refinerías; y construcción de una planta de Coquización Retardada de 30.000 b/d.

• En la Refinería El Palito, de Corpoven, fue inaugurado el complejo de instalaciones de BTX que producirán los siguientes productos en toneladas métricas por año: benceno 59.000; tolueno 17.000 y ortoxileno 49.000 para abastecer la petroquímica nacional.

• Las refinerías Cardón, de Maraven, y El Palito, de Corpoven, iniciaron sus proyectos de construcción de instalaciones MTBE/TAME.

1991

• Citgo, de Tulsa, Oklahoma, en su totalidad filial de Petróleos de Venezuela, adquirió de ésta a toda la Champlin, refinadora ubicada en Corpus Christi, Texas. Citgo fortalece así su posición en el mercado de productos en el suroeste de los Estados Unidos.

• Citgo, poseedora de la mitad de las acciones de Seaview, refinadora ubicada en Paulsboro, New Jersey, Estados Unidos, adquirió la totalidad de las acciones de Seaview y constituyó la nueva empresa Citgo Asphalt and Refining Company (CARCO).

• Inaugurado en el complejo Jose, estado Anzoátegui, de Corpoven, la planta de MTBE de 1.370 tm/d.

• La empresa sueca Nynas Petroleum, en la que Petróleos de Venezuela es dueña del 50 % de las acciones, adquirió de la TARMAC el negocio de manufactura y distribución de asfalto de refinería en el Reino Unido y Suecia.

• Se hizo la interconexión de las refinerías de Amuay y Cardón por tres poliductos.

• Los trabajos de expansión en la Refinería de Amuay, de Lagoven, permitieron este año aumentar en 23.000 b/d la capacidad de la unidad de Desintegración Catalítica para llevarla a 108.000 b/d de gasóleos al vacío y producir olefinas para la unidad de Alquilación; nafta catalítica y destilados para el mercado interno y de exportación.

• En la Refinería de Amuay, el proyecto de Coquización Retardada reducirá la producción de residual de alto azufre, al procesar 34.000 b/d de brea para obtener productos livianos y coque. Los beneficios para la Nación serán de unos 7.500 millones de bolívares al año.

• Corpoven completó los proyectos de ampliación de la unidad de Craqueo Catalítico en la Refinería El Palito y casi duplicó la capacidad de la unidad de Alquilación en su Refinería de Puerto La Cruz.

• Petróleos de Venezuela concretó acuerdos con la firma alemana Veba Oel A.G. para la adquisición parcial de la refinería de Schwedt y mayor participación en la refinería de Neustadt, ambas en Alemania.

1992

• La capacidad instalada de refinación de Petróleos de Venezuela en Estados Unidos, a través de Citgo y sus filiales de propiedad total, llegó este año a 564.000 b/d, y 76.500 b/d (50 %) en la empresa Chicago/The Uno-Ven Co. Además, en Europa, PDVSA tiene capacidad porcentual instalada en nueve refinerías que suman 236.375 b/d y la Refinería Isla S.A. (Curazao), arrendada, con capacidad de 310.000 b/d. Total general en el extranjero: 1.186.875 b/d. Este año, la capacidad instalada de destilación atmosférica en las siete refinerías venezolanas fue de 1.182.000 b/d y el volumen de crudo procesado 940.000 b/d.

• En la Refinería de Amuay se completó el proyecto de Hidrogenación Selectiva

de Butadieno, para la disponibilidad de 3.000 b/d de componentes de alto octanaje para mezclas de gasolinas.

• En Europa, Nynas adquirió la empresa Briggs Oil, en Gran Bretaña, con instalaciones que incluyen dos refinerías: la de Dundee, en Escocia, como propiedad plena, y la de Eastham, cerca de Liverpool, Inglaterra, en un 50 %. Estas adquisiciones afianzan a Nynas en el mercado de asfalto y lubricantes en ese continente.

1993

• Citgo y Lyondell Petrochemical Company constituyeron en Estados Unidos la nueva empresa refinadora Lyondell-Citgo Refining Company Ltd., que mejorará y ampliará su actual refinería en Houston, Texas, con capacidad de 130.000 b/d de 22 °API para procesar 200.000 b/d de crudo de 17 °API. Citgo comercializará todos los productos de esta refinería. Citgo posee una gran flexibilidad operacional a través de sus refinerías de conversión profunda que le han permitido responder a los retos de la política ambiental y la racionalización de las actividades de refinación en los Estados Unidos.

• Para responder a las exigencias del mercado alemán, la Ruhr Oel puso en funcionamiento en el complejo de Gelsenkirchen, una unidad de Destilación al Vacío de 32.000 b/d y una de Craqueo Catalítico de 20.000 b/d.

• La prestigiosa revista Fortune menciona a Petróleos de Venezuela en el puesto 54 entre las empresas que más venden en el mundo.

• Citgo, a través de la refinería que tiene en Savannah, Georgia, con capacidad de 28.000 b/d, se convirtió en la compañía líder de asfalto terminado en la costa oriental de los Estados Unidos, al atender 41% del mercado.

1994

• Los 743 días de operaciones ininterrumpidas logradas por el Flexicoquizador de la Refinería de Amuay, de Lagoven, con carga promedio de 61,9 mil b/d significó un récord mundial de este tipo de planta, en todos los sentidos.

• La Refinería de Amuay estrenó su nueva planta de Coquización Retardada (proyecto CRAY) diseñada para procesar 34.000 b/d de brea, proveniente de otros procesos primarios de refinación, para generar valiosos productos blancos para la exportación.

• El proyecto de Adecuación de la Refinería Cardón (PARC), de Maraven, constituyó el de mayor envergadura acometido por la industria petrolera nacional para convertir 90.000 b/d de residuales en productos blancos. La ejecución global de todas las obras llegó a 78 % del total este año y los desembolsos sumaron Bs. 159.500 millones.

• En la Refinería Cardón, de Maraven, comenzaron a funcionar las plantas de MTBE (metil-ter-butil-éter) y de TAME (ter-amil-metil-éter) para integrarse al sistema de producción de 40.000 b/d de gasolina reformulada, mediante la tecnología ETHEROL, propiedad de Intevep, filial de PDVSA. Costo: Bs. 6.049 millones.

• Petróleos de Venezuela firmó un nuevo contrato de arrendamiento por veinte años para operar la Refinería Isla (Curazao). El contrato estipula la incorporación de nuevas instalaciones para modernizar el funcionamiento de la refinería.

1995

• Lagoven inauguró una nueva unidad Recuperadora de Azufre de 360 tm/d de capacidad en su Refinería de Amuay. Esta tercera planta aumenta la producción de la empresa a 10.000 tm/d.

1996

• Maraven inauguró el jueves 14 de marzo las plantas e instalaciones conexas de su proyecto PARC (Proyecto de Adecuación de la Refinería Cardón). Costo: $2.500 millones, que representan una planta de Coquización Retardada de 60.000 b/d; una Hidrotratadora de Destilados de 48.500 b/d; una Hidrotratadora de Nafta de 60.000 b/d; una Reformadora Catalítica de 45.000 b/d; dos plantas de Azufre, de 220 tm/d cada una; una planta de Tratamiento de Amino, de 470 tm/d, y una Despojadora de Agua Acidulada, de 1.500 tm/d.





Fig. 6-48. Las refinerías del Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón, a 40 kilómetros una de otra en línea recta por la costa, están ubicadas sobre el golfo de Venezuela, con salida directa al mar Caribe. La posición geográfica de ambos complejos permite abastecerlos por gasductos, oleoductos y tanqueros desde los campos petroleros de la cuenca de Maracaibo. Geográficamente bien ubicadas, ambas refinerías despachan sus productos a terminales del exterior por tanqueros, y en el país por tanqueros y vía terrestre. Para mayor eficiencia y soporte de sus operaciones, las dos refinerías están interconectadas y a partir del 1° de enero de 1998, de acuerdo con la transformación organizacional anunciada a mediados de julio de 1997 para toda la corporación, todas las refinerías pasaron a ser manejadas por la Unidad PDVSA Refinación y Comercio, de la División PDVSA Manufactura y Mercadeo, de PDVSA Petróleo y Gas. A partir de esa fecha, Amuay y Cardón forman el Centro de Refinación Paraguaná.

Tabla 6-12. Resumen de la capacidad nominal de refinación

Empresa	Refinería Ubicación	1990	1991	1992	1993	1994	1995
		MBD por día de operación					
Lagoven	Amuay, Falcón	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0
Maraven	Cardón, Falcón	300,0	300,0	305,0	305,0	305,0	305,0
	Bajo Grande, Zulia	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Corpoven	El Palito, Carabobo	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	118,0
	El Toreño, Barinas	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
	Puerto La Cruz, Anzoátegui	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0
	San Roque, Anzoátegui	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	-
A. Total Venezuela		**1.269,7**	**1.269,7**	**1.274,7**	**1.274,7**	**1.274,7**	**1.277,8**
Empresa	**Refinería Ubicación**			**Petróleo procesado, b/d**			
Lagoven	Amuay, Falcón	438,0	474,5	444,6	440,1	430,3	475,0
Corpoven	El Palito, Carabobo	98,5	102,0	104,5	100,0	110,0	117,8
	El Toreño, Barinas	5,1	5,1	5,2	4,3	2,0	-
	Puerto La Cruz, Anzoátegui	145,6	145,9	109,7	135,5	113,2	117,9
	San Roque, Anzoátegui	5,2	5,1	4,7	5,2	5,2	5,2
Maraven	Cardón, Falcón	244,7	274,2	265,5	259,6	271,6	282,6
	Bajo Grande, Zulia	1,9	7,4	7,2	5,2	5,4	6,6
B. Total		**917,1**	**1.014,2**	**941,4**	**949,9**	**937,7**	**1.005,0**
Porcentaje utilización B/A		72,2	79,9	73,9	74,5	73,6	78,7

Fuentes: MEM-PODE, 1994, p. 48; 1995, p. 59.
Oil and Gas Journal, December 18, 1995, p. 41.
Lagoven, Resumen de Actividades, 1995, p. 15.

Tabla 6-13. Capacidad de las refinerías venezolanas

Capacidad de carga	Total	El Palito	El Toreño	Puerto La Cruz	San Roque	Amuay	Cardón
Crudo, b/d	1.177.000	115.000	4.800	195.000	5.200	571.000	286.000
Dest. vacío, b/dc	548.370	63.000	-	-	1.770	336.000	147.600
Op. térmica	134.100	-	-	-	-	52.100	82.000
Craq. cat., b/dc	234.900	52.000	13.000	-	-	97.200	72.700
Ref. Cat., b/dc	9.200	9.200	-	-	-	-	-
Hidrocraq. cat., b/dc	9.200	9.200	-	-	-	-	-
Hidrotrat. cat., b/dc	275.400	-	-	-	-	63.000a 149.000b	32.300a 31.100b

(a) Tratamiento de destilados.
(b) Pretratamiento de carga para la unidad de craqueo catalítico.

Capacidad de producción	Total	El Palito	El Toreño	Puerto La Cruz	San Roque	Amuay	Cardón
A/P/D, b/dc	64.700	20.000	-	4.100	-	17.800	22.800
Aromat./Isomer., b/dc	22.800	3.500	-	-	-	9.800	9.500
Lubricantes, b/dc	8.100	-	-	-	-	2.100	6.000
Hidrógeno, MMpcd	111,8	6,8	-	-	-	81	24
Asfalto, b/dc	39.800	-	-	-	-	39.800	-

A/P/D = Alquilación/Polimerización/Dimerización.

Fuente: Oil and Gas Journal, December 18, 1995, p. 90.

Tabla 6-14. Petróleo procesado y rendimiento, refinerías venezolanas

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
A. Producción de petróleo, MBD	2.136,9	2.388,4	2.390,2	2.475,0	2.617,4	2.799,0
B. Petróleo procesado, MBD	917,1	1.014,2	941,4	949,9	937,7	1.005,0
Tipo de crudo procesado, MBD						
Liviano	405,0	397,4	334,5	389,8	378,7	446,4
Mediano	457,2	515,7	551,0	429,4	458,6	429,0
Pesado	54,9	101,1	55,9	817	100,4	129,6
Total crudos	**917,1**	**1.014,2**	**941,4**	**949,9**	**937,7**	**1.005,0**
Porcentaje B/A	42,9	42,5	39,4	38,4	35,8	37,7
Productos, MBD			**Porcentaje de rendimiento**			
G.L.P.	7,9	7,1	7,6	9,1	8,2	9,2
Naftas/gasolinas	169,2	149,0	162,8	171,4	138,3	164,5
Gasolina de motor	166,5	173,4	175,1	182,9	189,3	198,3
Querosén/turboquerosén	74,5	79,0	81,7	81,8	75,1	92,0
Otros destilados	243,5	295,8	245,4	243,3	262,0	285,7
Residual bajo azufre	6,6	9,6	8,1	7,4	9,0	9,2
Residual alto azufre	242,9	286,1	236,8	235,1	250,6	228,0
Asfaltos	30,7	28,1	29,2	26,9	25,5	27,4
Lubricantes y bases	6,2	7,4	7,5	8,0	7,2	6,8
Otros	6,3	7,3	7,8	8,0	6,7	19,2
Subtotal	**954,3**	**1.042,8**	**962,0**	**973,9**	**971,9**	**1.040,3**
Consumo	61,5	64,0	64,8	68,9	64,0	66,5
Propio (pérdidas)/ganancias	(9,4)	(8,8)	(13,7)	(18,2)	(10,4)	(16,9)
Total productos	**1.006,4**	**1.098,0**	**1.012,1**	**1.023,6**	**1.025,5**	**1.090,0**

Fuente: MEM-PODE, Dirección de Refinación y Petroquímica, 1994, p. 49; 1995, p. 61.

Tabla 6-15. Refinerías de PDVSA en el exterior

País	Capacidad instalada MBD	Participación PDVSA MBD	Suministro de crudo por PDVSA, 1994 MBD
Antillas Neerlandesas			
Refinería Isla, Curazao	**310**	**310**	**186**
Estados Unidos			
Lake Charles, Louisiana	320	320	145
Corpus Christi, Texas	140	140	129
Paulsboro, New Jersey	84	84	35
Savannah, Georgia	28	28	13
Houston, Texas	265	29	135
Lemont, Illinois	153	77	130
	990	**678**	**587**
Europa			
Gelsenkirchen, Alemania	226	113	
Neustadt, Alemania	144	36	
Karlsruhe, Alemania	174	29	192
Schwedt, Alemania	240	45	
Nynasham, Suecia	25	13	
Antwerp, Bélgica	14	7	
Gothenburg, Suecia	11	6	64
Dundee, Escocia	10	5	
Eastham, Inglaterra	26	6	256
	870	**260**	**512**
Total	**2.170**	**1.248**	**1.285**

Fuente: Petróleos de Venezuela, Informe Anual, 1995, p. 33.

Referencias Bibliográficas

1. ALEXANDER, Mary: **How Petroleum Hydrocarbons Are Named**, Oil and Gas Journal, 24-8-1953, p. 124.

2. American Society of Mechanical Engineers (A.S.M.E.): **Boiler and Pressure Vessel Committee**, New York, 1971.

3. A.S.T.M. (American Society of Testing Materials): **Benzene, Toluene, Xylene and Solvent Naphtha**, Philadelphia, September 1956.

4. CONANT, James B.; BLATT, Albert H.: **The Chemistry of Organic Compounds**, The Macmillan Company, New York, 1947.

5. CRAM, D.J.; HAMMOND, G.S.: **Química Orgánica**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1963.

6. Foninves: **La Refinación del Petróleo en Venezuela**, Caracas.

7. **Hydrocarbon Processing**: "1980 Refining Process Handbook", September 1980, p. 93.

8. KALICHEVSKY, Vladimir A.; KOBE, Kenneth A.: **Petroleum Refining with Chemicals**, Elsevier Publishing Company, New York, 1956.

9. KALICHEVSKY, Vladimir A.: **Modern Methods of Refining Lubricating Oils**, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1938.

10. KEENER, Joseph; KEYES, Frederick G.: **Thermodynamics Properties of Steam**, John Wiley and Sons, New York, 1944.

11. Lagoven S.A., Caracas:
1. **MPRA**, Sept. 1980
2. **Proyecto de Modificación del Patrón de Refinación de la Refinería de Amuay**.

12. MACKIE, W.F.; FIELD, John; BASKIN, R.M.; MARTINEZ PONTE, J.R.: **Refinación,** Capítulo VI, pp. 319-371, Convención Nacional de Petróleo, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Caracas, 1951.

13. MARTINEZ, Aníbal R.: **Chronology of Venezuelan Oil**, George Allen and Unwin Ltd., Ruskin House-Musseum Street, London, 1969.

14. Ministerio de Energía y Minas, Caracas:
1. **Memoria y Cuenta** (anual).
2. **PODE** (anual), años 1984 a 1994.

15. NELSON, W.L.: **Petroleum Refinery Engineering**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1958.

16. NELSON, W.L.: **Evaluation of Crude Oils and Stocks**, The Science of Petroleum, Oxford University Press, Oxford, England.

17. NELSON, W.L.: “Question on Technology”, en: **Oil and Gas Journal**:
1. “Which Processes are important in Gasoline Manufacture”, 8-4-1963, p. 77.
2. “Clean-Water Needs of Refineries”, 2-1-1963, p. 80.
3. “Complexity of World Refineries”, 2-11-1964, p. 69.
4. “What Are Average Distillation Curves of Crude Oils”, 14-10-1968, p. 126.

18. **Oil and Gas Journal**:
- "Guide to World Crudes", April 26, 1976, p. 112; May 10, 1976, p. 85; May 24, 1976, p. 78; June 7, 1976, p. 139; June 21, 1976, p. 137; July 5, 1976, p. 98.
- "Worldwide Refining", December 18, 1995.
- "Worldwide Construction Update", April 8, 1996.

19. PERRY, R.P.; CHILTON, C.H.: **Chemical Engineers Handbook**, McGraw-Hill Kosakusha, México, 1973.

20. RHODES, Anne K.: "Venezuelan refiner completes $2.5-billion refinery expansion", en: **Oil and Gas Journal Special**, March 18, 1996, pp. 51-62.

21. ROSSINI, F.D.; MAIR, B.J.; STREIFF, A.J.: **Hydrocarbons From Petroleum**, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1953.

22. SILLIMAN Jr., Benjamin: **The First Scientific Analysis of Petroleum, 1855**. **A Facsimile of a Report on the Rock Oil, or Petroleum, From Venango County, Pennsylvania**, printed By Paul H. Giddens, Meadville, Pennsylvania, 1949.

23. STORMONT, D.H.: "How to Be Sure You Are Buying the Right Crude for Your Needs", en: **Oil and Gas Journal**, 5-04-1963, p. 108.

24. The Babcock and Wilcox Company: **Steam - Its Generation and Use**, New York, 1955.

25. The Chemical Publishing C.: **Chemical and Engineering Dictionary**, New York.

26. Petróleos de Venezuela S.A.: **Informe Anual**, años 1984 a 1995, Caracas.

Capítulo 7

Petroquímica

Indice

Introducción

La petroquímica es la más joven de las industrias a base de los hidrocarburos. Su verdadero surgimiento ocurre en los Estados Unidos en la década de los años veinte. Sin embargo, el vocablo petroquímica apareció en las publicaciones técnicas petroleras muchísimos años después y correspondió la primicia a la revista semanal The Oil and Gas Journal en su entrega del 25 de junio de 1942. Este detalle lexicológico pasó inadvertido, quizá por la naturaleza misma de su fundamento y por la obvia familiaridad de la comunidad petrolera con la terminología geológica y química.

Las raíces de la petroquímica se encuentran en la industria del carbón mineral y en la industria química clásica que se desarrollaron antes de la Primera Guerra Mundial (1914-1918). Los países europeos productores de carbón empezaron casi tres siglos atrás a utilizarlo como fuente directa de energía y para aplicaciones en la industria siderúrgica. Al correr de los años, la pulverización y la gasificación del carbón desembocaron en la extracción de combustibles. Por otra parte, la industria química europea, fuerte en el procesamiento y la refinación de aceites animales y vegetales, aportó sus tecnologías y experiencias para la comercialización petroquímica del carbón. Ejemplo de este desarrollo es el proceso Fischer-Tropsh que utilizaron los alemanes durante la Segunda Guerra Mundial para abastecerse de gasolinas y otros combustibles mediante la licuefacción del carbón.

Entre la Primera (1914-1918) y la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), el petróleo cobró auge como fuente principal de energía y desplazó al carbón. Durante la Segunda Guerra Mundial empezó a destacarse la importancia de la petroquímica como contribuyente al esfuerzo bélico de los aliados, especialmente en los Estados Unidos. De entonces acá, esa contribución ha adquirido importancia mundial y prácticamente casi todos los países poseen plantas petroquímicas en menor o mayor escala.

En el suplemento del Diccionario de la Lengua Española, Real Academia Española, décimanovena edición, 1970, página 1.410, se define **petroquímico, ca**, así: “Dícese de la industria que utiliza el petróleo y el gas natural como materias primas para la obtención de productos químicos”.

Lo interesante de esta cita es la fecha de aceptación del vocablo por la Academia. Sin embargo, el vocablo había entrado muchos años antes a la jerga petrolera de los países hispanos. Por ejemplo, los primeros pasos para la creación de la industria petroquímica venezolana se dieron en 1953. El Ejecutivo Nacional mediante decretos N° 367 y 368, del 29 de junio de 1956, adscribió el Instituto Venezolano de Petroquímica al entonces Ministerio de Minas e Hidrocarburos, hoy Ministerio de Energía y Minas, y lo dotó del Estatuto Orgánico correspondiente.

I. El Crecimiento de la Industria Petroquímica

La Segunda Guerra Mundial (1939-1945) marcó el crecimiento de la industria petroquímica, especialmente en los Estados Unidos debido a su gran número de plantas de tratamiento y extracción de líquidos del gas natural y a su gran capacidad de refinación de hidrocarburos. El inmenso volumen de producción autóctona de crudos en los estados de California, Kansas, Louisiana, Oklahoma y Texas, sirvió para que la petroquímica se expandiese rápidamente.

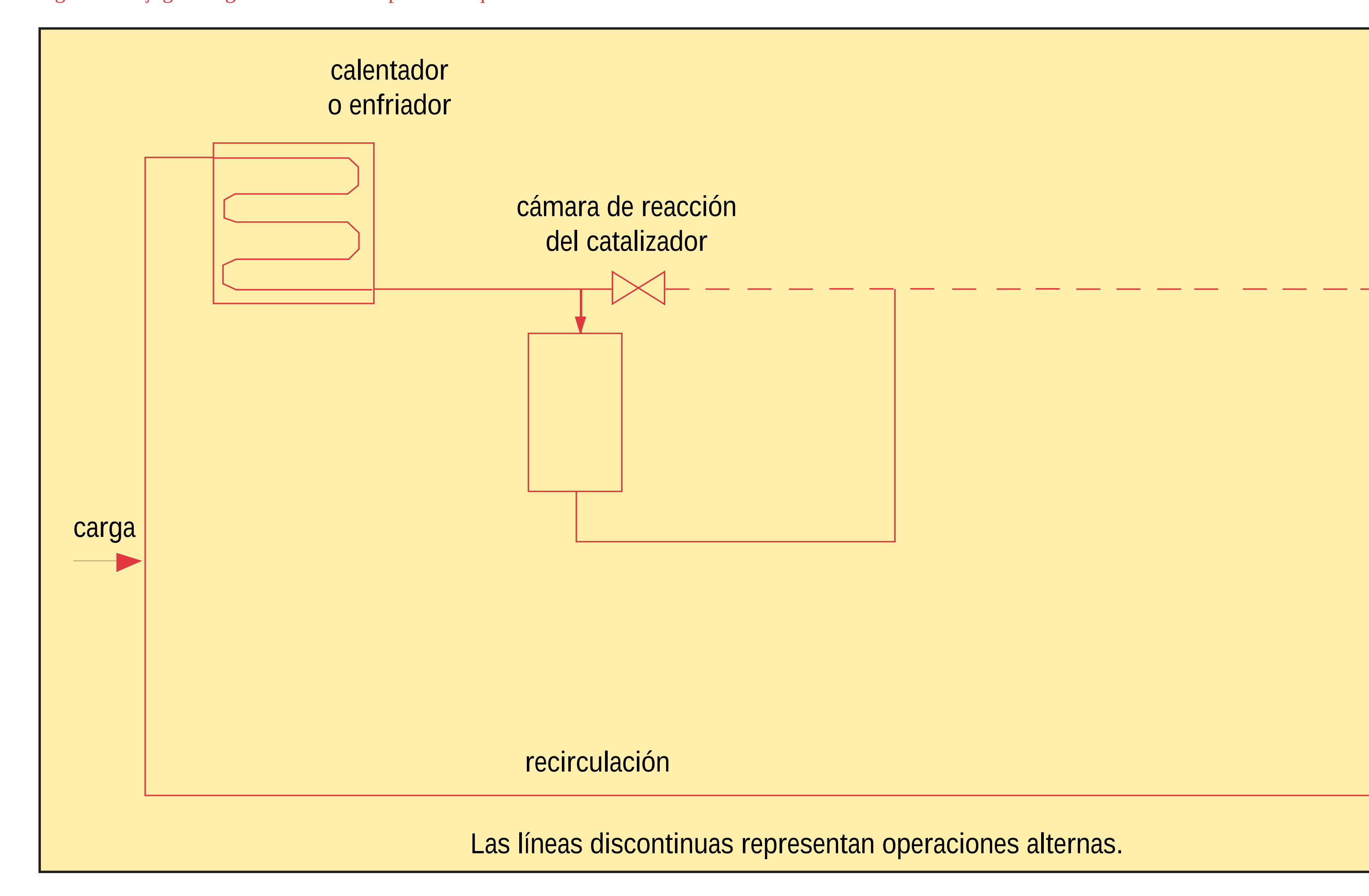
Asegurado el volumen de materias primas requeridas, y dada la capacidad de las instalaciones disponibles sólo había que hacerles a éstas modificaciones y/o ampliaciones, pero también se instituyó un programa de construcción de nuevas plantas para satisfacer los suministros exigidos por la guerra, a saber: ga-

solinas sintéticas para la aviación, cauchos o gomas sintéticas para una multiplicidad de usos, y una serie de componentes básicos para la manufactura de explosivos.

Para responder a los retos planteados, los expertos estadounidenses en las ciencias y tecnologías de la química del petróleo, de la refinación de hidrocarburos, de la petroquímica y de diseño y manufactura de todo tipo de equipos requeridos, se volcaron violentamente a dar respuestas a la variedad de problemas planteados, los cuales resolvieron aceleradamente.

Los siguientes ejemplos son testimonio de la reorientación e interacciones logradas en las operaciones de refinación y la petroquímica de entonces en expansión. Nelson

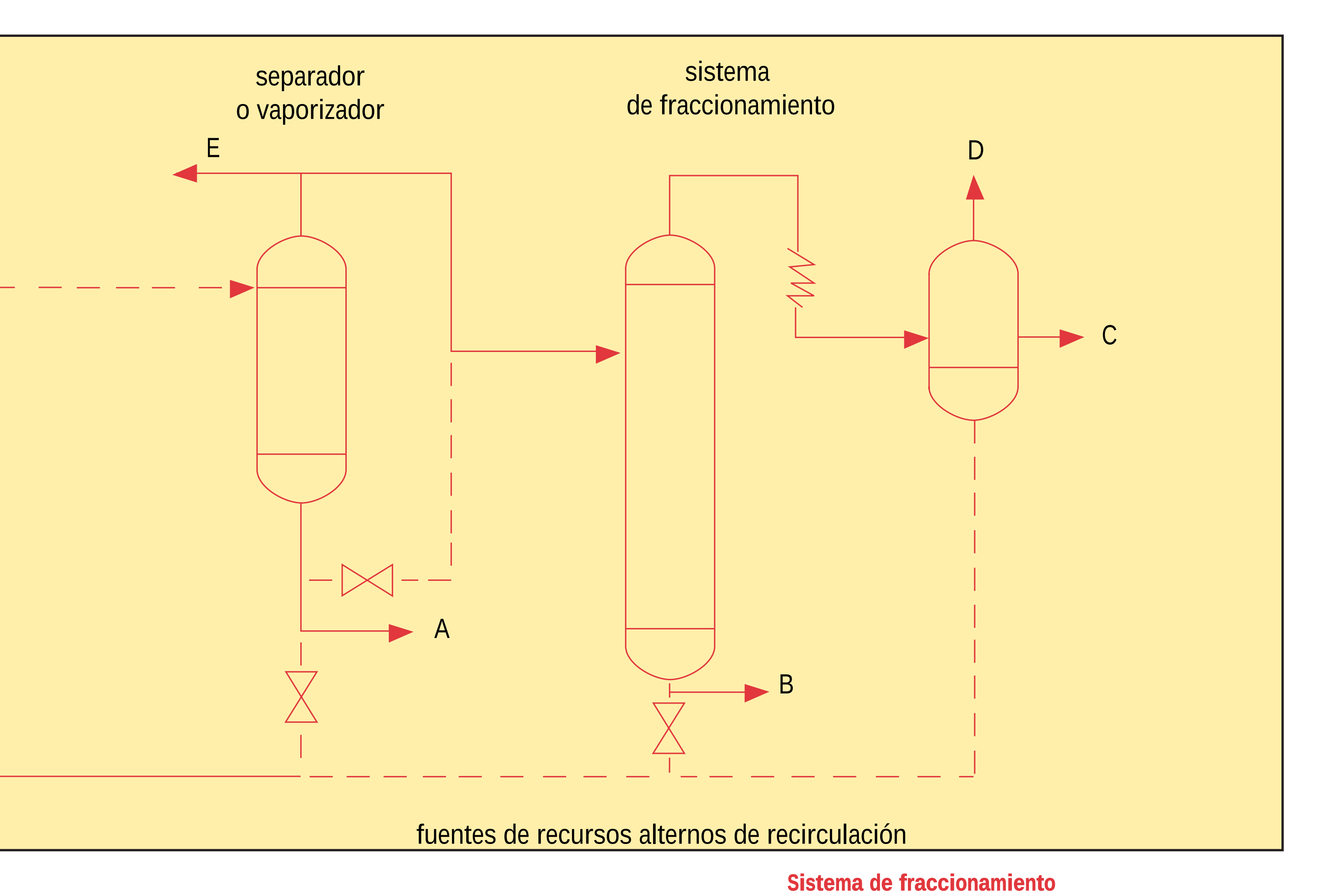
Fig. 7-1. Flujograma general de varios procesos químicos fluidos.



Proceso	Ejemplo del tipo de insumo	Ajuste de temperatura (equipo)	Uso de cámara de reacción o catalizador
Desintegración o reformación	Gasóleo o nafta	Calentador, tipo serpentín	Térmica o catalítica
Alquilación hidrofluórica	Isobutano o isobuteno	Enfriador de agua	Ninguna
Desulfuración	Gasolina	Calentador, tipo serpentín	Bauxita
Alquilación de neoxano	Isobutano y etileno	Calentador, tipo serpentín	Ninguna
Polimerización fosfórica	Propano, isobutano, etc.	Calentador, tipo serpentín	Acido fosfórico
Deshidrogenación de isobuteno	Isobutano	Calentador, tipo serpentín	Oxido de cromio en alúmina
Deshidrogenación de butadieno	Isobuteno	Calentador, tipo serpentín	Oxido de cromio en alúmina
Isomerización de butano	Butano	Calentador a vapor	Acido hipoclórico y cloruro

(ref. 8) publicó un esquema fundamental del flujograma general que sirve a varios procesos químicos, con acotaciones sobre aspectos operacionales como se indica en la Figura 7-1.

Este esquema fue muy útil para los técnicos y operarios de las refinerías pequeñas. La emergencia bélica requería modificaciones rápidas y sencillas en las instalaciones existentes para obtener productos básicos y suplir las necesidades de combustibles para la aviación. Simultáneamente, para satisfacer exigencias más profundas y de mayor alcance, se procedió con la investigación para crear nuevos procesos y los respectivos diseños requeridos para la construcción de nuevas plantas.



Producto del separador	Sistema de fraccionamiento		
	Para recirculación	Desecho	Producto principal
Residuo desintegrado	Recirculación de gasóleo por B	Gas por D	Gasóleo por C
Recirculación de ácido	Isobutano por C	----	Alquilato por B
Ninguno	Nada	Sulfuro por D	Gasolina por B
Gasolina cruda por A	Isobutano por B	Gas por D	Gasolina por A
Gasolina cruda por A	Olefinas por C	Gas por D	Gasolina polimerizada por A
Aceite pesado por A	Nada	Hidrógeno por D	Isobuteno (impuro) por B
Polímeros pesados por A	Nada	Hidrógeno por D	Butadieno (impuro) por B
Gas de desechos por E	Acido hidroclórico por D	Gas por E	Isobuteno por B

Insumos para producir gasolinas y caucho sintético (Buna)

Para producir estos dos productos a la brevedad posible, utilizando insumos fácilmente asequibles, Nelson (ref. 8) sugirió las siguientes combinaciones y mezclas de volúmenes que debían utilizarse en los respectivos procesos (Figura 7-2).

Consideradas en la actualidad, estas recomendaciones son históricas si se toma en cuenta que fueron hechas en 1942, escasamente a siete meses de verse involucrado Estados Unidos en la Segunda Guerra Mundial por el ataque a Pearl Harbor, Hawaii. De entonces acá, tanto nuevos procesos químicos y petroquímicos como novedosos diseños y avanzadas modalidades de construcción de plantas han logrado mayor eficiencia y diversidad en las operaciones.

II. Derivados del Gas Natural

El gas natural se ha convertido en uno de los principales insumos de la industria petroquímica moderna. Sus derivados proporcionan una variada gama de substancias primarias que a través de subsecuentes procesos y tratamientos se van transformando y multiplicando en otros semiproductos o productos que al final todos, en una forma u otra, son parte esencial de todas las actividades cotidianas de una vida moderna.

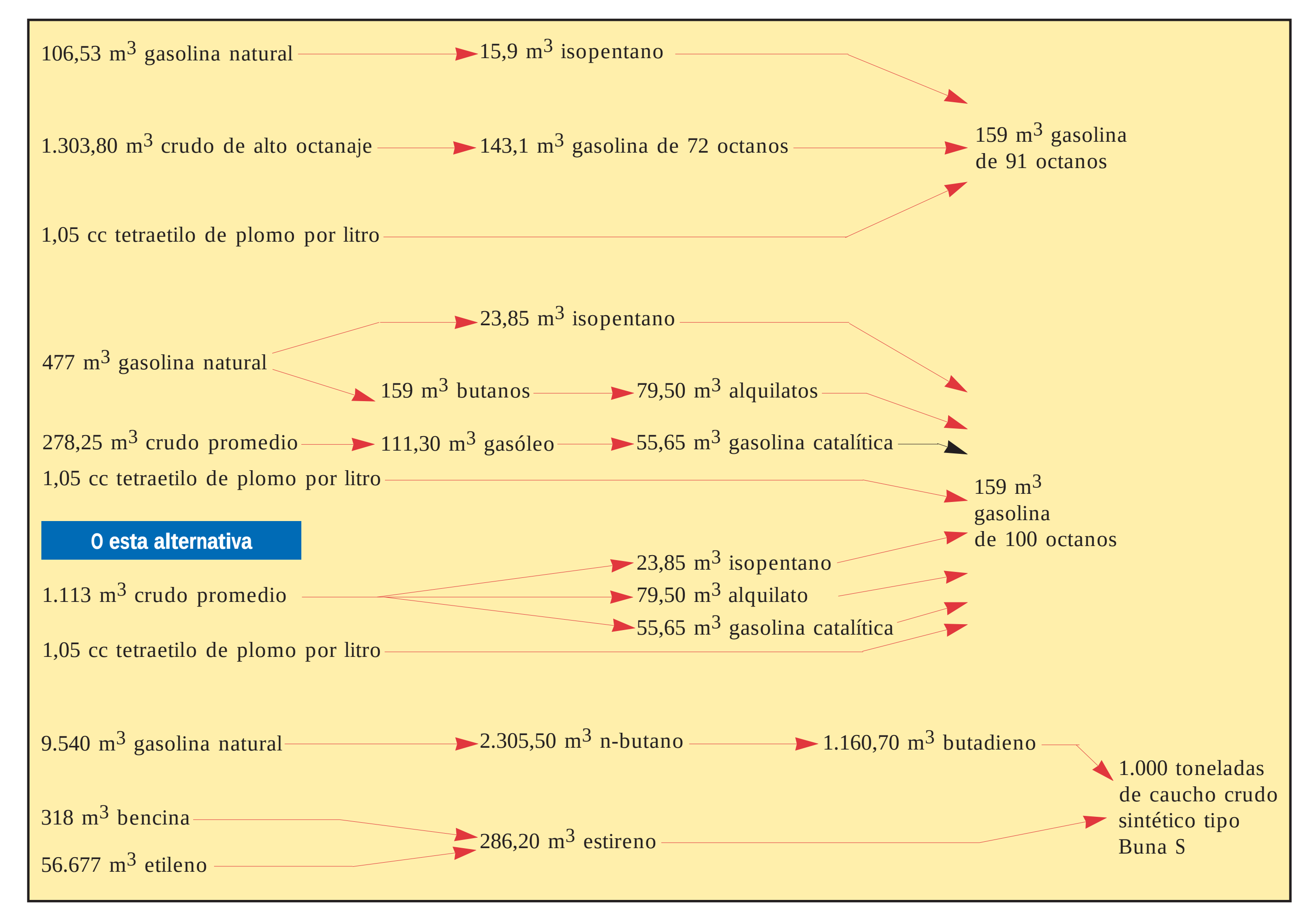


Fig. 7-2. Relaciones de insumos y mezclas fundamentales para producir gasolinas de alto octanaje y caucho sintético.

Fig. 7-3. Procesos y productos derivados del gas natural.

GAS NATURAL

USOS

- GLP
  - METANO
    - METANOL
      - ETER DIMETILICO
        - SULFURO DIMETILICO → Solventes, Sabores artificiales, Odoríferos
        - DIMITIL SULFOXICO → Solvente, Medicinas
        - FORMALDEHIDO
          - ISOBUTILENO → ISOPRENO → POLIISOPRENO → Neumáticos, Mangueras, Cintas transportadoras, Zapatos, Artículos médicos y deportivos, Partes mecánicas
            - RESIDOLES
              - PLASTIFICANTE → Para cloruro de polivinilo
              - RESINAS POLIESTER
              - RESINAS FENOLICAS → Laminado de madera, Pintura y caucho
          - AGUA-MONOXIDO DE CARBONO → ACIDO GLICOLICO → HIDROGENO → ETILENGLICOL → Resinas, Barnices, Productos farmacéuticos
          - ACETALDEHIDO → PENTAERITRITOL → Plastificantes, Insecticidas, Aceites, Explosivos
          - TRIMETILPROPANO → Barnices, Resinas, Aceites
          - AMONIACO → EXAMETILENT TRAMINA → Catalizadores, Productos farmacéuticos, Textiles, Explosivos, Fungicidas
          - Mordientes, Fungicidas
      - ALCOHOLES SUPERIORES
        - ETANOL
          - ACETATO DE ETILO (ACIDO ACETICO, ACIDO SULFURICO) → Solvente, Sabores artificiales, Perfumes, Cerdas artificiales, Industria farmacéutica, Rayón
          - ACETALDEHIDO
            - ACIDO ACETICO
            - ALCOHOL ACETICO NORMAL → Solventes, Plastificantes, Fluidos hidráulicos, Detergentes, Resinas
            - ANHIDRIDO ACETICO → ACETATO DE VINILO
            - Fibras, Productos farmacéuticos, Mordientes, Perfumes, Explosivos
            - 2-ETIL-HEXANOL → Plastificantes, Antiespumantes, Humectantes, Solventes
            - PENTAERITRITOL → Resinas, Barnices, Productos farmacéuticos, Plastificantes, Insecticidas, Explosivos
            - Drogas, Perfumes, Sabores artificiales, Productos fotográficos
          - ACRILATO DE ETILO → Polímeros, Pinturas acrílicas
          - ACIDO SULFURICO → ETER ETILICO → Anestésico, Síntesis orgánicas, Análisis químicos, Solventes, Fumigantes
          - ETERES DE ETILENGLICOL → Solventes, Plastificantes, Aditivos, Recubrimientos
          - Resinas acrílicas
        - N. PROPANOL → Esteres propílicos, Peróxido de hidrógeno, Solventes
        - ISOBUTANOL
          - METIL-ETIL-CETONA → Catalizador, Solventes, Síntesis orgánicas
          - Esteres butílicos, Solventes, Butiraldehído
      - MONOXIDO DE CARBONO → ACIDO ACETICO
        - Acetato de celulosa, Esteres acéticos, Acido cloroacético
        - ANHIDRIDO ACETICO → Esteres de celulosa (fibras y lacas), Aspirina
        - ETANOL → ACETATO DE ETILO → Solventes, recubrimientos, plásticos y otros, Síntesis
        - ETILENO → ACETATO DE VINILO → Adhesivos, recubrimientos, alcohol polivinilo y butiral, copolímero con cloruro de vinilo y otros
      - FORMALDEHIDO
      - AMONIACO → METIL AMINAS (mono, di y tri) → Agentes de superficie activa y carvaryl, carvaryl (insecticida), aditivo gasolinas, dimetil formamida (solvente), medicina
      - ACETONA CIANHIDRINA → METACRILATO DE METILO → RESINAS ACRILICAS → Decoración, neveras, plásticos reforzados, recubrimientos, adhesivos, acabados de textiles y cueros
      - P. XILENO → DIMETIL TEREFTALTO → FIBRAS Y RESINAS POLIESTER (RESINAS POLIESTER, ETILENGLICOL) → Telas, películas para embalar, adhesivos, aislamientos eléctricos, "cinta" magnética, películas fotográficas, piscinas, partes de automóviles y aviones, acabado de muebles y laminados
      - DIOXIDO DE CARBONO → UREA → Fertilizantes, Resinas
      - HIDROGENO
    - AMONIACO → Fertilizantes, Acido nítrico, Sulfato de amonio
  - ETANO/PROPANO
    - PROPILENO → Ver Figura 7-7
    - ETILENO → Ver Figura 7-5
    - BUTANO → ISOBUTILENO → Caucho sintético
    - HIDROGENO
    - GASOLINA NATURAL

El flujograma anterior expresa muy bien la cadena de transformación del gas natural al someterlo a procesos petroquímicos.

El Capítulo 5 explica los aspectos técnicos fundamentales de los hidrocarburos gaseosos y líquidos que componen el gas natural y es recomendable repasar el contenido de ese capítulo al leer éste sobre Petroquímica.

Construcción de plantas

Al terminar la Segunda Guerra Mundial en 1945, los países que habían estado involucrados directamente en el conflicto comenzaron a dedicar esfuerzos a la expansión de sus actividades petroquímicas y muchos otros que no contaban antes con instalaciones para estas actividades se iniciaron en el negocio.

De manera que veinte años después (1965) se habían construido y estaban funcionando en el mundo 943 plantas de diferentes capacidades y variedad de operaciones, distribuidas como se indica en la Tabla 7-1.

Todos los años, las empresas petroleras y petroquímicas revisan y reformulan sus programas y proyecciones de actividades para responder a la demanda inmediata y futura de crudos y de gas, de donde se obtienen los miles de productos requeridos para las modalidades de la vida moderna.

De allí que la capacidad instalada de las plantas existentes y las características de los procesos empleados sean objeto de estudios y evaluaciones para decidir qué medidas deben tomarse para satisfacer la demanda de productos. Al final de cuentas, estas medidas engloban una variedad de aspectos que afectan las operaciones. Por ejemplo:

• Disponibilidad, tipo y características de la materia prima: gas y/o petróleos y derivados.

• Capacidad actual e interrelación de las plantas y procesos instalados.

• Modificaciones y/o ampliaciones a la capacidad actual y a las interrelaciones de las plantas y procesos utilizados.

• Adiciones de nuevas plantas y procesos para expandir o interrelacionar más eficazmente las plantas y procesos existentes.

• Construcción de nuevos complejos, totalmente separados y/o diferentes a los existentes.

• Evaluación de la disponibilidad de recursos financieros, humanos y físicos para acometer las medidas propuestas.

• Estudios sobre el comportamiento y proyecciones del mercado nacional e internacional y sus efectos sobre inversiones, producción y rentabilidad.

• Apreciación de la ciencia y tecnologías actuales y/o promesas de investigaciones en desarrollo o formulaciones para investigaciones inmediatas o futuras.

Tabla 7-1. Plantas petroquímicas en funcionamiento, 1965

Región	No. de plantas	Porcentaje mundial	País	No. de plantas	Porcentaje mundial
Norteamérica	516	54,7	Estados Unidos	492	52,2
América Latina	53	5,6	México 18, Argentina 11, Brasil 9	38	4,0
Medio Oriente/Africa	7	0,7	Israel 3, Suráfrica 3	6	0,6
Europa Occidental	238	25,2	Francia 71, Italia 34, Reino Unido 43	148	15,7
Australia/Asia	129	13,8	Japón 94, Australia 19	113	12,0
Total	**943**	**100,0**		797	84,5

Es importante apreciar cómo empezó a crecer la industria petroquímica mundial y los avances logrados veinte años después de la Segunda Guerra Mundial. Llama la atención el número de plantas construidas en países sin recursos de hidrocarburos en su subsuelo, significativamente en Europa Occidental y Australia/Asia. Para entonces, en 1965, en Venezuela, en el complejo Morón, estado Carabobo, la manufactura de productos petroquímicos y sus respectivos volúmenes en toneladas métricas fue de: fertilizantes 299.205; clorosoda 17.489; explosivos 983 y material para usos en minas 46.421. La industria petroquímica venezolana estaba comenzando. Su futuro, desde el punto de vista de suministros, era promisorio. Venezuela tenía entonces una producción diaria de crudos de 3,4 millones de barriles y 112 millones de metros cúbicos de gas natural, cifras respaldadas por grandes volúmenes de reservas probadas.

A partir de 1974 la construcción de plantas petroquímicas se orientó a producir más amoníaco, urea, polietileno, bencina, óxido de etileno, glicol, metanol, estireno, cloruro de polivinilo, propileno y polipropileno. Por tanto, en los años 1974-1984, inclusives, Tabla 7-2, los esfuerzos, planes y programas anuales de construcción fueron extensos. Países que antes no figuraban en la lista de poseedores de plantas petroquímicas comenzaron a mostrar desde 1981 un buen número de programas de construcción de plantas, entre ellos: Bolivia 15; China 31, Rumania 27 y Arabia Saudita 19. Estas cifras destacan la importancia que cada vez más adquirió entonces la petroquímica como industria mundial.

Además, es muy importante mencionar los beneficios concomitantes que en esos años se lograron en las ciencias y las tecnologías petroquímicas. En corto tiempo se produjeron adelantos muy significativos en la concepción y utilización de nuevos procesos petroquímicos; novedosos diseños para la construcción, pruebas y arranque de plantas; mejor utilización de las materias primas y mayor productividad en las operaciones. Las metas alcanzadas entonces hicieron posible que la petroquímica sea hoy la gran industria transformadora de hidrocarburos.

La construcción mundial de plantas petroquímicas en los años señalados permitió el aumento significativo de la manufactura de productos y la globalización de la industria. En pocos años, la petroquímica se convirtió en factor decisivo de la industrialización de muchos países, especialmente en el Lejano Oriente y Asia.

Característico de la industria petroquímica es su tecnología fundamental de pro-

Tabla 7-2. Construcción mundial de plantas petroquímicas, 1974-1984

			Mayor número de construcciones			
Región	**No. de plantas**	**Porcentaje mundial**	**País**	**No. de plantas**	**Porcentaje mundial**	**Porcentaje regional**
Norteamérica	639	14,0	Estados Unidos	497	10,9	77,8
América Latina	788	17,2	Brasil	229	5,0	29,1
Asia/Pacífico	1.104	24,2	India	253	5,6	22,9
			Japón	252	5,5	22,8
Europa (Occidental)	866	19,0	España	150	3,3	17,3
Europa (Oriental)	621	13,6	Unión Soviética	196	4,3	31,6
Medio Oriente/Africa	548	12,0	Turquía	106	2,3	19,3
Total mundial	**4.566**	**100,0**		**1.683**	**36,9**	

Fuente: Oil and Gas Journal, April 23, 1984, p. 108.

cesos que está en constante progreso y aunado a esto la construcción de plantas. Los catálogos técnicos de la industria ofrecen más de 200 procesos petroquímicos para satisfacer las expectativas más exigentes de cualquier operador en caso de exigir una planta o complejo radicalmente nuevo; modificar o convertir a otros fines instalaciones existentes, o cambiar procesos existentes para añadir nuevas instalaciones complementarias.

Todas las opciones de modificación en las operaciones conllevan optimar la utilización de las materias primas, para ampliar la diversificación de productos, aumentar los volúmenes de productos y asegurar mayores márgenes de ganancia neta a través de la productividad integral. La Tabla 7-3 refleja la actividad petroquímica mundial de los últimos años.

Las cifras destacan el auge que la construcción de proyectos petroquímicos ha mantenido en el área Asia/Pacífico. Durante los años 1974-1984, 1985-1989 y 1990-1995 se lograron las significativas cifras de 24,2; 40,2 y 43,2 %, respectivamente, de los proyectos petroquímicos activos en el mundo. Países como Japón, la antigua Unión Soviética, Corea del Norte, Corea del Sur, Filipinas, Hong Kong, China y otros, sin tener suficientes recursos propios de hidrocarburos convencionales (excepto Rusia y China), han logrado desarrollar una industria petroquímica pujante, acorde con el potencial industrial de la región y las inmensas perspectivas de consumo de su población, 3.428 millones de habitantes (1996).

III. Procesos Petroquímicos

Actualmente existen más de 200 procesos petroquímicos, en su mayoría desarrollados y patentados por firmas alemanas, estadounidenses, francesas, inglesas, italianas y japonesas. La dedicación de esfuerzos y recursos para la investigación, experimentación y desarrollo de nuevos procesos no se detiene. Tampoco se deja de evaluar y buscar vías para mejorar y hacer más eficaces los procesos conocidos.

La investigación, la experimentación y el desarrollo de procesos han mantenido a la industria petroquímica en constante rejuvenecimiento y le han dado flexibilidad para sortear los cambios en las materias primas disponibles, para resistir las arremetidas de la inflación, para soportar los incrementos de costos y para atender la demanda de una extensa variedad de productos.

Cada proceso tiene sus características propias de funcionamiento en lo que se refiere a la materia prima o semielaborada que constituye el insumo básico.

La selección de procesos y la manufactura de productos químicos son casi ilimitadas pero la cadena de procesos, la capacidad y la variedad de productos de un complejo petroquímico están en función de las condiciones

Tabla 7-3. Resumen mundial de proyectos petroquímicos activos

Región	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Norteamérica	219	222	227	199	157	181
América Latina	207	184	177	138	121	129
Europa	315	281	222	238	222	237
Africa	26	41	36	32	23	31
Cercano Oriente	132	118	127	111	99	95
Lejano Oriente	650	633	575	574	594	680
Australia	41	60	61	63	53	58
Total mundial	**1.590**	**1.539**	**1.425**	**1.345**	**1.269**	**1.411**

Fuente: Hydrocarbon Processing, octubre, años 1991, 1993, 1995.

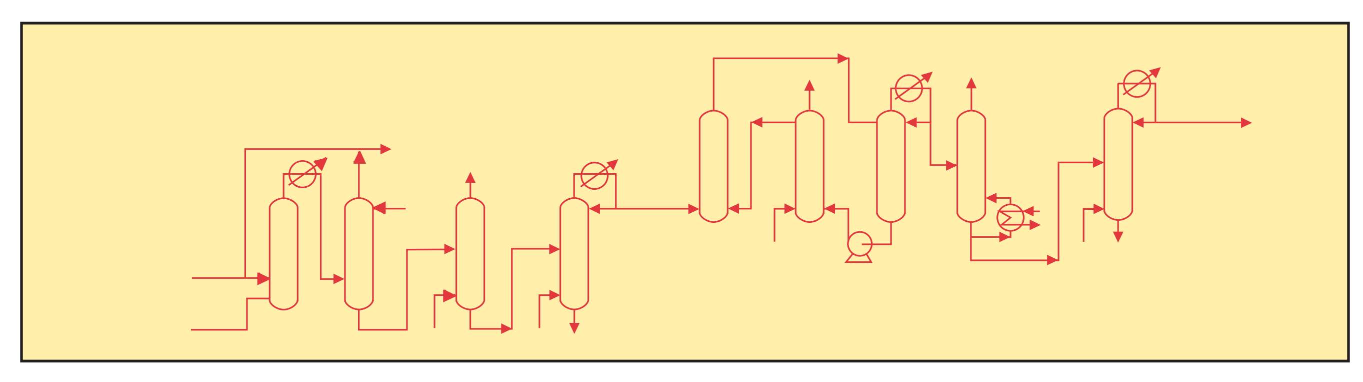


Fig. 7-4. El flujograma de cada proceso representa el conjunto de elementos específicos necesarios para realizar el tratamiento de la materia prima en las etapas requeridas y producir determinados semiproductos o productos. Los elementos básicos son: reactores, condensadores, desgasificadores, destiladores, recicladores, deshidratadores, despojadoras, desulfuradoras, neutralizadores, separadores, reformadores, absorbedoras, y muchas más, con sus respectivos equipos complementarios para manejar los servicios requeridos: agua, vapor, gas, refrigeración, calefacción, medición, control y seguridad.

del mercado, de los aspectos económicos y de la rentabilidad de las operaciones.

Producción de etileno

El etileno es el caballito de batalla de la manufactura de productos químicos. Se obtiene de los líquidos del gas natural, de las naftas, de los gasóleos y del metano. La preferencia de una de estas fuentes depende de las posibilidades y confiabilidad del suministro y del precio.

El aumento de la capacidad mundial de instalaciones de etileno ha sido sostenido. Entre las cifras de 1983 y 1995 destacan en aumento las correspondientes a Asia/Pacífico y Norteamérica (Tabla 7-4).

Los derivados del etileno

De los derivados del etileno se confeccionan diariamente una casi inagotable serie de artículos que se utilizan en todas las actividades de la vida moderna. Esta prodigiosidad del etileno ayuda a conservar muchos otros recursos minerales y vegetales que antes constituían las fuentes principales para la obtención de esos artículos. Además, tanto la abundancia del gas y de los derivados del petróleo como la tecnología moderna de la manufactura de plásticos y otros artículos a partir del etileno, han permitido que los precios de todos esos artículos sean más asequibles a la totalidad de la población mundial.

La Figura 7-5 recoge muy sucintamente varios derivados básicos e intermedios y productos finales que se obtienen del etileno.

Tabla 7-4. Capacidad mundial de etileno, 1.000 tm/año

Area	1983	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Africa	s/d	709	885	885	885	983	1.105
Asia/Pacífico	8.135	7.481	12.465	14.362	15.267	15.955	16.427
Europa Occidental	16.531	15.875	16.890	17.825	18.655	18.938	19.132
Europa Oriental/Rusia	s/d	6.855	6.453	6.083	6.043	6.013	6.879
Medio Oriente	s/d	3.031	3.187	3.112	3.402	4.641	3.979
Norteamérica	19.104	21.529	24.334	25.196	25.209	26.418	26.916
América Latina	3.600	2.165	2.205	2.436	2.911	3.651	3.340
Total mundial	**47.370**	**57.645**	**66.419**	**69.899**	**72.372**	**76.599**	**77.776**

Fuente: Oil and Gas Journal, September 26, 1983, p. 60; September 10, 1990, p. 51; April 1, 1991 p. 22; March 29, 1993, p. 45; April 25, 1994, p. 36; April 17, 1995, p. 34.

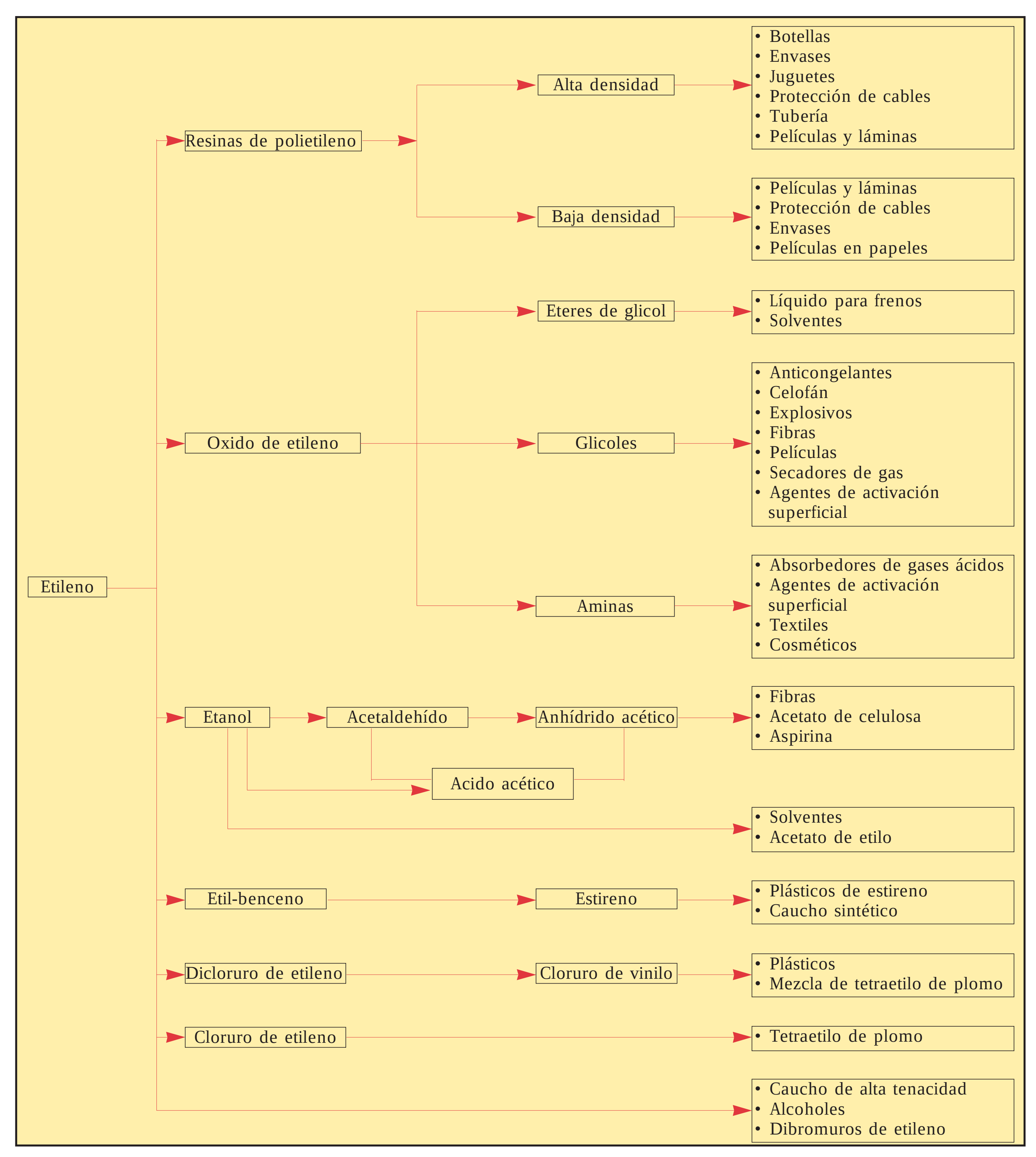


Fig. 7-5. Procesos del etileno y productos derivados.

Plantas y procesos para el etileno

El tratamiento de la carga de hidrocarburos para la obtención de etileno se basa en la pirólisis en presencia de vapor de agua, o sea la descomposición química u otro cambio químico logrado por la acción del calor, sin considerar la temperatura envuelta en el proceso. Según el tipo de carga y el diseño y las especificaciones de la planta, la temperatura impartida a la carga en el horno al comienzo

del proceso puede estar en el rango de 220 a 920 °C.

Los hornos o calentadores son del tipo de serpentín y la carga conjuntamente con el vapor fluye por los tubos. Al salir la carga del horno comienza a ser sometida a los diferentes pasos requeridos por el determinado proceso seleccionado: enfriamiento, fraccionamiento, catálisis, separación, compresión, remoción de sustancias coadyutorias, secamiento, recirculación u otros para obtener por operaciones intermedias coproductos olefínicos y aromáticos conjuntamente con el etileno. Para la producción de óxido de etileno y glicoles se emplean, con el etileno, el aire o el oxígeno como agentes oxidantes.

La carga primaria para la producción de etileno puede lograrse de los siguientes derivados del petróleo: etano, propano, etanol, naftas livianas o pesadas, querosén, gasóleo o gasóleos producidos al vacío, líquidos del gas natural y gases producidos en la refinería.

El etileno tiene las siguientes características:

Fórmula química: $C_2 H_4$
Peso molecular: 28,0
Gravedad específica: 0,35 a 60 °F (15,5 °C)
Peso, kg/litro: 0,35
Temperatura de ebullición: - 103,7 °C
Pureza típica: 99,0 - 99,5%

$$CH_2 = CH_2$$

H H
C = C
H H

El siguiente flujograma (Figura 7-6) es similar al de la planta de olefinas del complejo petroquímico Zulia-El Tablazo, estado Zulia.

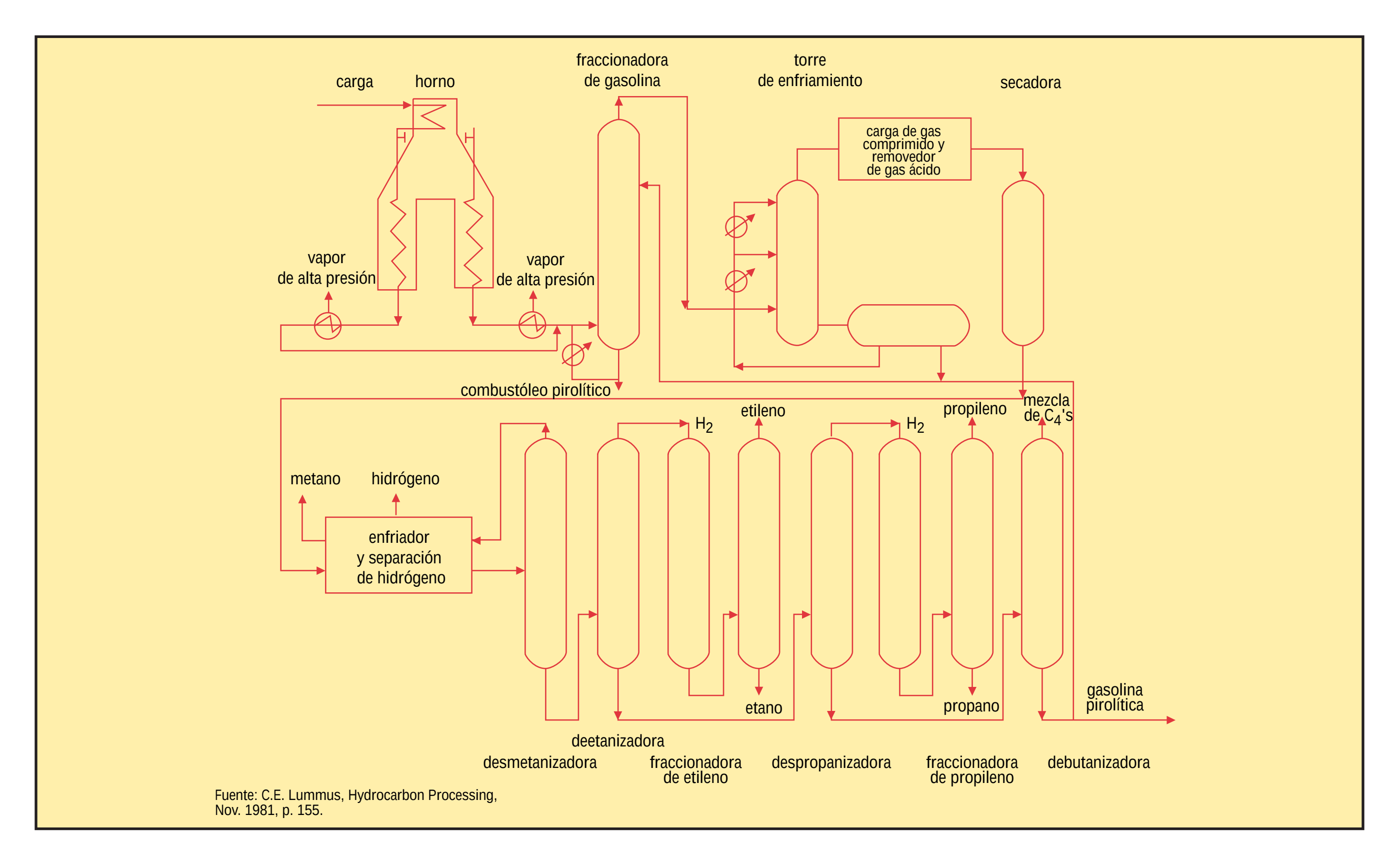


Fig. 7-6. Flujograma de un proceso para obtención de etileno.

Versatilidad del propileno

El propileno, como coproducto en la producción de etileno o como derivado secundario de las operaciones de refinación, vía el craqueo térmico y catalítico, es riquísima fuente para la manufactura de productos que finalmente se convierten por otros procesos en una infinidad de artículos utilizados diariamente en muchas actividades de la vida moderna.

Las características del propileno son:

Formula química: C_3H_6
Peso molecular: 42,1
Temperatura de ebullición: - 47,7 °C
Densidad °API: 50,8
Gravedad específica: 0,78 a 60 °F (15,5 °C)
Peso, kg/litro: 0,70
Poder calorífico bruto como gas a 15 °C,
kilo-cal/kilo: 11.688
Neto: 10.938

$$CH_3 \cdot CH = CH_2$$

```
 H              H
  \            /
H— C – CH  =  C
  /            \
 H              H
```

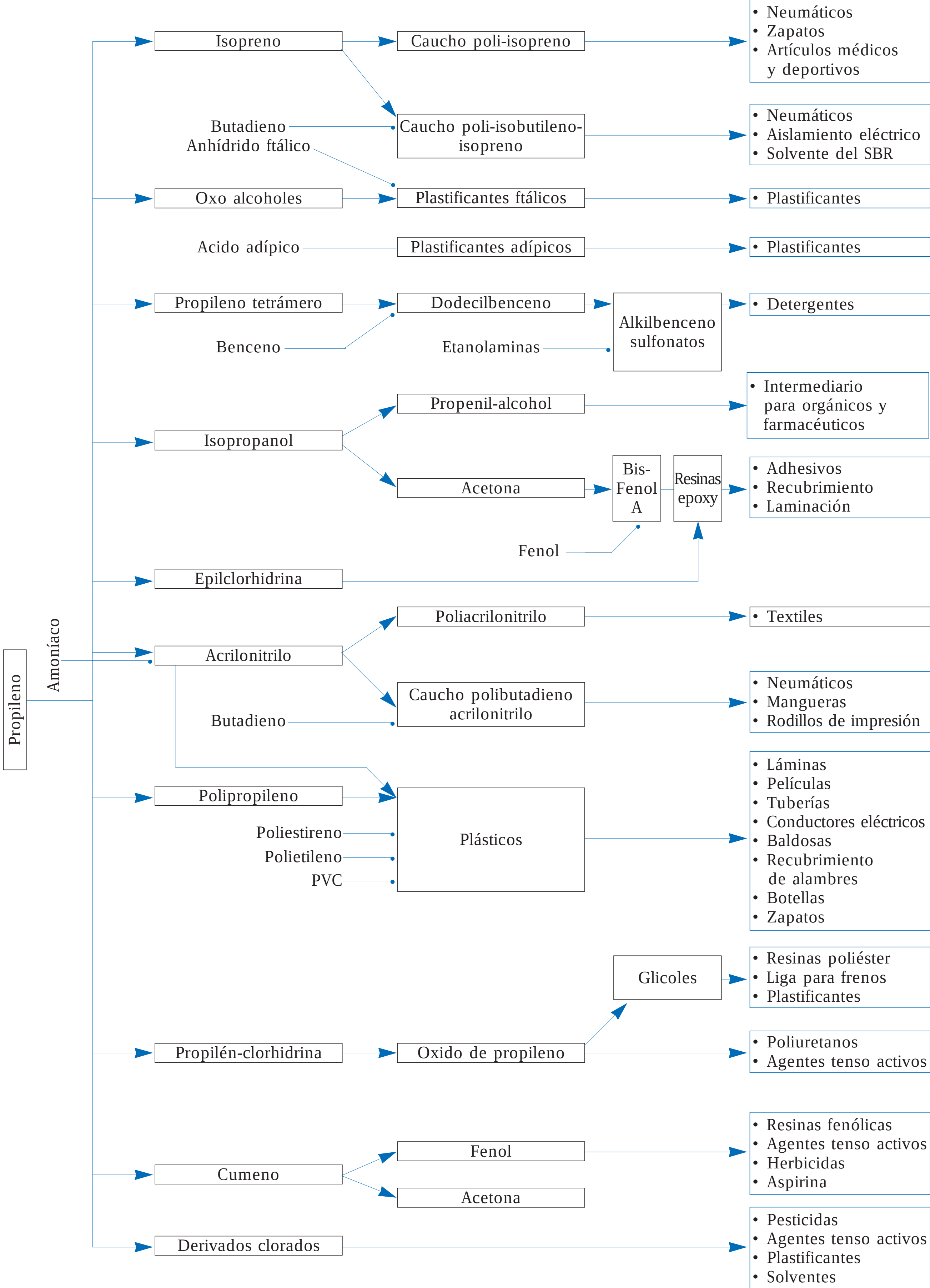


Fig. 7-7. Procesos del propileno y productos derivados.

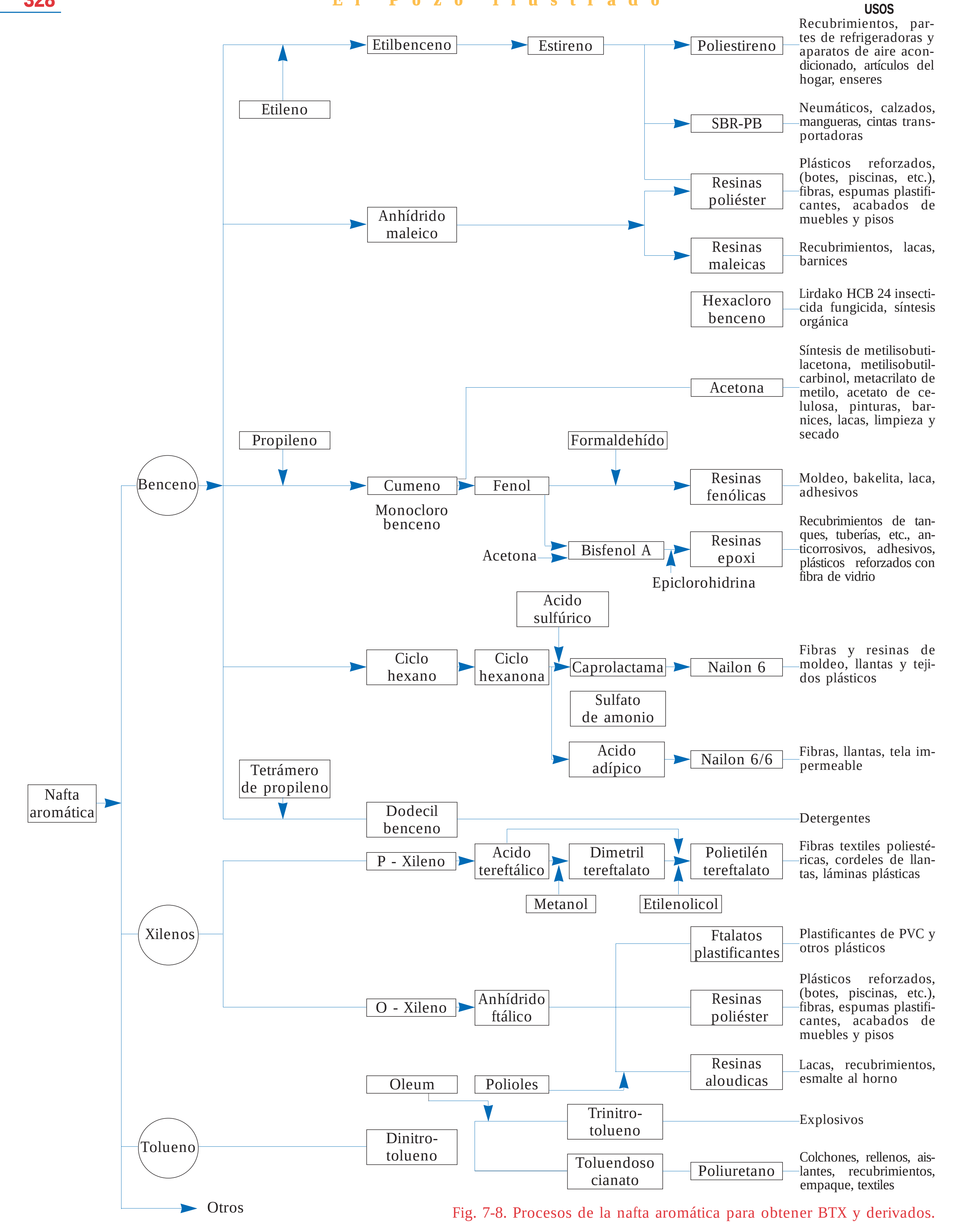


Fig. 7-8. Procesos de la nafta aromática para obtener BTX y derivados.

IV. El Desarrollo de la Petroquímica Venezolana

Vistos el desarrollo y la importancia de las actividades petroquímicas iniciadas después de la Segunda Guerra Mundial, Venezuela optó en 1953 por una mayor utilización del gas natural y ciertos derivados del petróleo a través de los procesos petroquímicos. Para lograrlo creó la Petroquímica Nacional, adscrita al entonces Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

De ese año acá, la industria petroquímica venezolana ha evolucionado en su estructura y organización, para finalmente ser transformada (1977) en Petroquímica de Venezuela S.A. (Pequiven), responsabilidad directa y filial de Petróleos de Venezuela S.A.

El complejo petroquímico Morón

Las bases para las primeras plantas petroquímicas venezolanas se echaron en Morón, estado Carabobo, en 1956 y para 1958 estuvieron listas la planta de Clorosoda, una pequeña refinería experimental para procesar crudos pesados y la planta Mezcladora de Fertilizantes. Años más tarde (1962, 1963, 1965, 1968, 1971, 1977) se tomaron decisiones y acciones pertinentes que modificaron, mejoraron, ampliaron y modernizaron las operaciones del complejo Morón, de la siguiente manera:

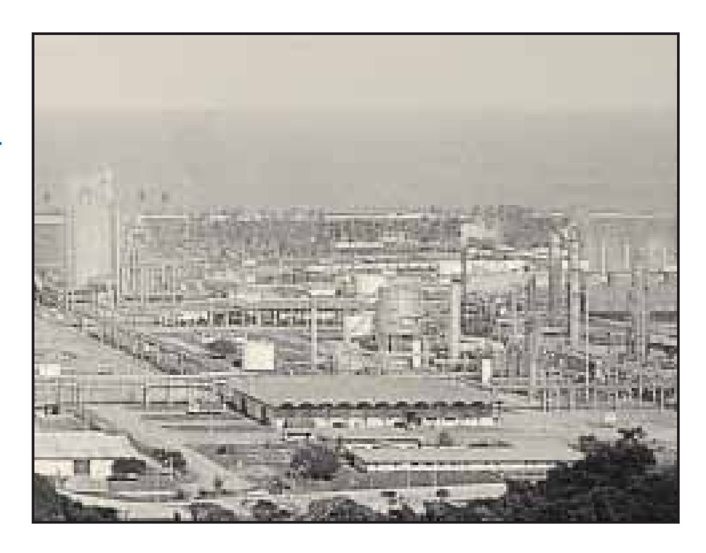


Fig. 7-9. Vista parcial del complejo petroquímico Morón.

Planta	Capacidad instalada	Insumos	Productos (coproductos)
Amoníaco	198.000 TMA	Gas natural/aire	Amoníaco, dióxido de carbono
Urea	248.000 TMA	Amoníaco/dióxido de carbono	Urea
Sulfato de amonio	79.200 TMA	Amoníaco/ácido sulfúrico	Sulfato de amonio
Acido nítrico	61.000 TMA (53 % conc.)	Amoníaco/aire	Acido nítrico
	9.900 TMA (98 % conc.)	Acido nítrico/ácido sulfúrico	
Acido sulfúrico	198.000 TMA (98 % conc.) 16.500 TMA (106 % conc.) (OLEUM)	Azufre elemental/aire	Acido sulfúrico/oleum
Acido fosfórico	165.000 TMA	Acido sulfúrico/roca fostática	Acido fosfórico
Superfosfato triple	99.000 TMA	Roca fosfática/ácido fosfórico	Superfosfato triple en polvo
Granulados (capacidad variable)	290.000 TMA (1) 303.600 TMA (2)	(1) Acido fosfórico/amoníaco (2) Superfosfato triple, potasa, urea, sulfato de amonio y relleno -según fórmula- para mezclar con amoníaco	(1) Fosfato diamónico (2) Fertilizantes NPK (nitrógeno/fósforo/potasio)
	462.600 TMA (3)	(3) A partir de superfosfato triple en polvo en combinación con vapor	(3) Superfosfato triple

El complejo petroquímico Zulia-El Tablazo

El complejo petroquímico Zulia-El Tablazo, ubicado al norte de los Puertos de Altagracia, Costa Oriental del Lago de Maracaibo, estado Zulia, fue concebido en 1965. Los trabajos de construcción de las plantas se iniciaron en 1969, y ya para 1976 estaban concluidas en su mayor parte. El complejo dispone de área suficiente para ampliación de las plantas existentes y para la adición de otras.

La construcción de este complejo aumentó significativamente la expansión de las actividades petroquímicas venezolanas e impulsó el aprovechamiento del gas natural como fuente básica de insumos para este tipo de operaciones. El Tablazo comenzó con las siguientes plantas y capacidad instalada de productos:



Fig. 7-10. Vista parcial del complejo petroquímico Zulia-El Tablazo.

Planta	Capacidad instalada	Insumos	Productos (coproductos)
Clorosoda	40.000 TMA	Sal común	Cloro
Soda cáustica	45.000 TMA		Soda cáustica
Acido clorhídrico	16.500 TMA	Cloro/hidrógeno	Acido clorhídrico Hipoclorito de sodio
Procesamiento de gas natural (Corpoven S.A.)	4.676,8 Mm^3/d	Gas natural	Etano: 145.200 TMA Propano: 177.000 TMA Gas residual: 3.741,5 Mm^3/d Butano: 115.500 TMA Gasolina natural: 79200 TMA
Olefinas	150.000 TMA 94.000 TMA	Etano/propano Propano	Etileno Propileno
Cloruro de polivinilo (Petroplas)	40.000 TMA	Etileno/cloro	Cloruro de polivinilo vía monocloruro de vinilo por craqueo de dicloruro de etileno

El complejo petroquímico Anzoátegui-Jose

Jose, ubicado a 15 kilómetros de Puerto Píritu y a 28 kilómetros de Barcelona/Puerto La Cruz, es el nombre regional del punto geográfico en la costa centro norte del estado Anzoátegui donde está el complejo petroquímico e industrial “General José Antonio Anzoátegui”, de Pequiven.

El desarrollo petroquímico de Pequiven en oriente tiene un gran futuro porque la región es rica en gas natural. En Monagas y Anzoátegui, la producción diaria bruta de gas en 1995 fue de 72,7 millones de metros cúbicos aproximadamente, equivalente a 54,8 % de la producción nacional, y petróleo 1,063 millones de barriles por día o 38 % del volumen total del país. Por tanto, los nuevos descubrimientos de yacimientos petrolíferos en la región refuerzan la posición industrial y empresarial de Pequiven. Los volúmenes de metano, butano e

isobutano que requiere el complejo Anzoátegui-Jose provienen del complejo criogénico de Oriente.

El complejo Anzoátegui-Jose tiene una superficie de 740 hectáreas y Pequiven ha utilizado hasta ahora 262 hectáreas, donde se han instalado las plantas y todos los servicios de agua, electricidad, gas, generación de vapor y otras instalaciones como oficinas administrativas, servicio de bomberos, sistema de intercomunicaciones, clínica, vigilancia, sistema de disposición de efluentes industriales, mantenimiento para satisfacer los requerimientos de las operaciones de las empresas Super Octanos, Metor y Supermetanol. (Ver el resumen de actividades de Pequiven en la Tabla 7-5).

El desarrollo del complejo Anzoátegui-Jose es demostración de la experiencia y competitividad de Pequiven, cuya cultura empresarial no escatima esfuerzos por mantener actualizada la capacidad de sus recursos humanos, revisión permanente de los procesos de trabajo, uso de la tecnología moderna para fortalecer la productividad de sus plantas, atención esmerada y consciente a la conservación del ambiente y relaciones interactivas con las comunidades donde realiza sus operaciones y con el resto del país.

Las empresas mixtas asociadas a Pequiven

La decisión gubernamental (1960) de permitir la participación asociada de empresas venezolanas y extranjeras en el negocio petroquímico fue muy acertada. Hoy esa modalidad empresarial ha fortalecido a Pequiven y ha logrado para el país avances en la tecnología y manufactura de productos petroquímicos (ver Tabla 7-5).

En resumen, existen 17 empresas operadoras (1995). De las 26 plantas en funcionamiento, con capacidad total de 5.771 - 6.036 MTMA, 25 están en los estados Anzoátegui, Carabobo y Zulia, y una en Barranquilla, Colombia.



Fig. 7-11. Vista parcial del complejo petroquímico Anzoátegui-Jose.

La información de la Tabla 7-6 cubre detalles de la capacidad de producción y tipos de productos.

Las cifras demuestran el progreso logrado por Pequiven y las empresas mixtas respecto al aumento sostenido de la producción y diversificación de productos como sigue:

• Olefinas y Plásticos: ácido clorhídrico, cloro, dicloruro de etileno, etileno, pirogasolina, monómero de cloruro de vinilo (MCV), cloruro de polivinilo (PVC), polietileno de alta densidad; polietileno de baja densidad, polietileno lineal de baja densidad, polipropileno, propileno y soda cáustica.

• Fertilizantes: ácido fosfórico, ácido nítrico, ácido sulfúrico, amoníaco, caprolactama, fosfato diamónico, fosfato tricálcico, granulados de NPK, nitrato de potasio, oleum, roca fosfática, solución de amoníaco, sulfato de amonio, sulfato de sodio, urea.

• Productos Industriales: alquilbencenos, tálico anhídrido, benceno-tolueno-xileno (BTX); clorofluorometanos, glicol de etilenos, metanol, metil-ter-butil-éter (MTBE), óxido de etileno, polifosfato de sodio, tetrámero de propileno/tres.

Tabla 7-5. Estructura participativa de Pequiven en la industria petroquímica

Empresas	Ubicación	Productos	Capacidad MTMA*	Usos	Socios	Participación %
Empresas filiales:						
Petroplas	Complejo Zulia-El Tablazo	PVC	47	Plásticos	Pequiven	100,0
International Petrochemical Holding Ltd. (IPHL)		Empresa de inversión			Pequiven	100,0
Empresas mixtas:						
Cloro Vinilos del Zulia	Complejo Zulia-El Tablazo	Cloro/soda cáustica EDC/MCV	120/135 260/130	Tratamiento de agua Detergentes Plásticos	Pequiven The Law Deventure Trust Corp.	48,29 51,71
Monómeros Colombo-Venezolanos	Barranquilla (Colombia)	Fertilizantes Caprolactama Sulfato de sodio Fosfato tricálcico	400 30 20 40	Fertilizantes Nailon 6 Industria química Pecuario	Pequiven Petroplas IFI Ecopetrol DSM	33,44 13,79 33,44 13,79 5,54
Metor	Complejo Jose	Metanol	750	Formaldehído Componente de gasolina MTBE Acido acético Solvente	Pequiven Mitsubishi Corporation Mitsubishi Gas Chemical Empresas Polar IFC	37,50 23,75 23,75 10,00 5,00
Nitroven	Complejo Zulia-El Tablazo	Amoníaco Urea	600 800	Fertilizantes	Pequiven IFI	90,00 10,00
Olefinas del Zulia	Complejo Zulia-El Tablazo	Etileno Propileno	350 130	Plásticos Resinas Detergentes Fibras	Pequiven The Law Deventure Trust Corp.	40,67 59,33
Oxidor	Valencia (Carabobo)	Anhídrido ftálico	18	Resinas	Pequiven Acidos Carboxílicos de Venezuela	11,43 88,57
Plastilago	Complejo Zulia-El Tablazo	Polietileno de alta densidad (PEAD)	100	Plásticos	Pequiven Grupo Zuliano Atochem Mitsui Petrochemical	49,00 31,45 15,00 4,55
Polilago	Complejo Zulia-El Tablazo	Polietileno de baja densidad (PEBD)	70	Plásticos	Pequiven Grupo Zuliano Atochem	40,00 30,00 30,00
Pralca	Santa Rita (Zulia)	Oxido de etileno Etilenglicoles	16 66	Emulsificantes Demulsificantes Detergentes Solventes	Pequiven Corimon Olin Corporation IFC	49,00 16,00 25,00 10,00
Produsal	Estado Zulia	Sal industrial	400	Materia prima para clorosoda	Pequiven Cargill	30,00 70,00
Produven	Complejo Morón	Clorofluorometanos	10	Refrigeración Propelentes	Pequiven Atochem	50,00 50,00

Tabla 7-5 continuación						
Empresas	**Ubicación**	**Productos**	**Capacidad MTMA***	**Usos**	**Socios**	**Participación %**
Propilven	Complejo Zulia-El Tablazo	Polipropileno	84	Plásticos	Pequiven	49,40
					Grupo Zuliano	17,80
					Promotora Venoco	17,80
					Mitsui Petrochemical	15,00
Química Venoco	Complejo Zulia-El Tablazo	Tetrámero de propileno	39	Detergentes	Pequiven	17,65
	Guacara (Carabobo)	Trímero de propileno	28		Industrias Venoco	55,00
		Alquilbencenos	70		Shell Química de Venezuela	17,65
					Industrias Carrimari	9,70
Resilín	Complejo Zulia-El Tablazo	Polietileno lineal de baja densidad (PELBD)	150	Plásticos	Pequiven	48,00
					IPHL	28,50
					Combustion Engineering	19,50
					Latino Sociedad Financiera	4,00
Supermetanol	Complejo Jose	Metanol	690	Formaldehído	Pequiven	31,26
				Componente de gasolina	Ecofuel	31,26
				MTBE	Metanol Holding Ltd.	18,74
				Acido acético	Banca Commerciale Italiana	18,74
				Solvente		
Super Octanos	Complejo Jose	Metil-ter-butil-éter (MTBE)	500	Componente oxigenado de gasolina	Pequiven	49,00
					Ecofuel	49,00
					Sociedad Financiera Mercantil	2,00
Tripoliven	Complejo Morón	Polifosfato de sodio	44	Detergentes	Pequiven	33,33
					Valquímica	33,33
					Foret	33,33
Otras participaciones:						
Copequim					Cloro Vinilos del Zulia	100,00
Grupo Zuliano					IPHL	49,00
					Mercado Nacional de Capitales	51,00
Indesca	Complejo Zulia-El Tablazo	Realiza trabajos de investigación aplicada en las áreas de operaciones y comercialización de las empresas productoras de plásticos y presta asistencia técnica a los usuarios de estas resinas.			Petroplas	33,33
					Estizulia	33,33
					Polilago	33,33

*MTMA- Miles de toneladas métricas anuales.

Fuente: Pequiven S.A.

Tabla 7-6. Producción bruta consolidada de Pequiven, MTMA

Productos	1978-1979	1980-1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Olefinas y Plásticos								
Etileno	9,3	1.242,8	177	140	139	216	334	386
Propileno	2,4	462,0	66	57	58	87	126	142
Plásticos y otros	-	-	-	-	-	157	388	387
Subtotal	**11,7**	**1.704,8**	**243**	**197**	**197**	**460**	**848**	**915**
Fertilizantes Nitrogenados								
Urea	356,0	4.978,5	648	710	497	741	728	861
Otros	349,7	4.073,9	602	743	625	196	396	953
Subtotal	**705,7**	**9.052,4**	**1.250**	**1.453**	**1.122**	**937**	**1.124**	**1.814**
Productos Industriales								
Amoníaco	248,4	4.070,6	666	547	660	651	614	728
Cloro	11,3	220,1	29	21	47	59	98	110
Soda cáustica	15,5	302,1	35	28	53	67	110	126
PVC	-	291,8	18	30	25	37	41	36
Otros	6,3	85,0	31	158	300	597	395	329
Subtotal	**281,5**	**4.969,6**	**779**	**784**	**1.085**	**1.411**	**1.258**	**1.329**
Total	**998,9**	**15.726,8**	**2.272**	**2.434**	**2.404**	**2.808**	**3.230**	**4.058**

Observaciones: Durante los años 1978-1992, inclusives, Pequiven manejó los complejos Zulia-El Tablazo y Morón. En 1993-1995 incluye, además, el manejo de las empresas mixtas Nitroven, Cloro Vinilos del Zulia y Olefinas del Zulia.

MTMA: miles de toneladas métricas anuales.

Fuentes: Petróleos de Venezuela S.A. Informe Anual, años 1978-1992, inclusives.
Pequiven, Informe Anual, años 1993-1995, inclusives.

Cronología de la industria petroquímica en Venezuela

1953

• Se creó la Petroquímica Nacional, dependiente de la Dirección de Economía del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, con el propósito de impulsar el desarrollo económico del país a través de la industrialización del gas natural y de algunos derivados del petróleo.

1956

• En virtud del Decreto Presidencial N° 3 de fecha 29 de junio, se transformó la Petroquímica Nacional en el Instituto Venezolano de Petroquímica, bajo la forma de instituto autónomo adscrito al Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

• Se presentó el proyecto de desarrollo del complejo Morón, el cual constaba de 13 plantas, incluyendo la Refinería Experimental y la planta de Aromáticos.

1957

• El Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP) adquirió los derechos de concesiones mineras de las minas de pirita (Aroa) y roca fosfática (Riecito).

1958

• Concluyó en el complejo Morón la construcción de las plantas de Cloro-Soda, Refinería Experimental y Mezcladora de Fertilizantes.

1960

• Por Decreto N° 132 del 17 de junio, se modificó la organización mediante un nuevo Estatuto Orgánico que le permitió al IVP la formación de empresas mixtas.

1962

• En el complejo Morón se pusieron en marcha las plantas de Acido Sulfúrico, Molienda de Roca Fosfática y Superfosfato Simple.

1963

• Se aprobó la instalación en Morón del complejo de explosivos, el cual constaba de las siguientes plantas: Dinamita, Nitroglicerina, Agentes de Voladura y Nitrocelulosa.

1964

• El Ejecutivo Nacional congeló los precios de los fertilizantes y a través del IVP aportó los costos de transporte y seguros.
• Arrancaron las plantas de Acido Fosfórico, Superfosfatos en polvo, Amoníaco, Acido Nítrico, Urea y Nitrato de Amonio.
• Se contrató un estudio para determinar los procedimientos de instalación de un nuevo complejo petroquímico.

1965

• Se elaboró un plan quinquenal de desarrollo de la industria petroquímica, el cual contempló la instalación de un complejo petroquímico en El Tablazo, estado Zulia.
• Se realizaron estudios de factibilidad para la ampliación del complejo Morón, mediante la incorporación de nuevas plantas de fertilizantes nitrogenados y fosfatados que permitirán suplir la demanda nacional.
• Se traspasó la refinería de Morón a la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).

1966

• Se iniciaron los trabajos de la planta de Acido Sulfúrico en Morón.
• Se constituyó la primera empresa mixta, Química Venoco.

1967

• Mediante acuerdos firmados por los gobiernos de Colombia y Venezuela se creó, en marzo, la empresa Nitroven y, en diciembre, la empresa Monómeros Colombo-Venezolanos.

1968

• Se inauguró oficialmente el complejo de explosivos de Morón.
• Se inició la operación de la planta de Acido Sulfúrico (600 toneladas métricas diarias).
• Se otorgó la buena pro para la construcción de la planta de Olefinas y servicios en el complejo El Tablazo.
• Se otorgó la buena pro para la construcción de las plantas de Urea, Granulados NPK, Acido Fosfórico, Molienda de Roca Fosfática y Amoníaco en el complejo Morón.
• Se otorgó la buena pro para la planta de Amoníaco, en El Tablazo.

1969

• Se otorgó la buena pro para la construcción de las plantas de Urea, Acido Fosfórico, Granulados NPK y Molienda de Roca Fosfática, en Morón.

1971

• Se amplió la planta de Nitrocelulosa del complejo de explosivos de Morón y se contrató la planta de Cloro-Soda de El Tablazo.

1972

• Se iniciaron las operaciones de las plantas de Nitroven y Estizulia, en El Tablazo.

1973

• Se inauguraron las plantas de Amoníaco, Urea, Granulados NPK y Acido Fosfórico, en Morón.

1974

• Mediante Decreto N° 142 del 4 de junio, se creó una comisión para la evaluación técnico-económica y administrativa de los proyectos de Aprovechamiento de los Recursos de Hidrocarburos y de Minerales no metálicos para la producción de bienes de la industria química y petroquímica en la región Nor-Oriental (COPENOR).

1975

• En enero, el Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N° 707, mediante el cual se creó el Consejo Nacional de la Industria Petroquímica

(CONIP) con el objeto de impulsar el desarrollo de la industria petroquímica conforme a una política coherente que permita el adecuado aprovechamiento de los recursos naturales no renovables.

• En julio, un grupo de gente de negocios presentó un estudio de factibilidad para desarrollar varios complejos petroquímicos en el país, denominado PENTACOM.

• En agosto se aprobó la Decisión 91 del Acuerdo de Cartagena que establece el marco para el desarrollo petroquímico en los países miembros.

1976

• La Secretaría Técnica del CONIP presentó el Plan de Desarrollo de la Industria Petroquímica para el período 1976-1981.

• Mediante Decreto Presidencial N° 1389 del 1° de enero se asignó a Petróleos de Venezuela (PDVSA) la instrumentación de los complejos petroquímicos de Paraguaná y Oriente.

• En julio se creó la empresa Venezolana de Fertilizantes C.A. (VENFERCA), con el propósito de comercializar los fertilizantes producidos por el IVP y realizar las importaciones necesarias de estos productos.

1977

• El Ejecutivo Nacional, mediante Decreto N° 2.004 del 11 de enero, ordenó la reorganización del IVP.

• En marzo se traspasaron las instalaciones del complejo de explosivos de Morón a la Compañía Anónima Venezolana de Industrias Militares (CAVIM).

• En julio, el Congreso de la República promulgó una ley de Conversión del IVP en Sociedad Anónima.

• En virtud del Decreto Presidencial N° 2.454 del 25 de noviembre, se transformó el IVP en la empresa Petroquímica de Venezuela S.A. (PEQUIVEN), adscrita al Ministerio de Energía y Minas.

1978

• En marzo, la industria petroquímica pasó a ser responsabilidad directa de Petróleos de Venezuela, integrándose como una de sus filiales.

• En septiembre, la empresa mixta Nitroven pasó totalmente a ser administrada por Pequiven.

1980

• En junio, Pequiven adquirió todas las acciones de la empresa mixta Petroplas.

1981

• En marzo se eliminó totalmente el subsidio a los fertilizantes.

• En diciembre, PDVSA le cedió a Pequiven la totalidad de las acciones que la primera tenía en Palmaven. Esta última se encargó de las actividades antes ejercidas por VENFERCA.

1982

• Pequiven, Palmaven y los ministerios de Energía y Minas y de Agricultura y Cría suscribieron un acuerdo para que cesara la importación de fertilizantes por terceros.

1983

• Por primera vez desde su fundación (1956), la Petroquímica Nacional logró utilidad neta de Bs. 27,4 millones.

• Comenzó a funcionar en El Tablazo la planta de Polietileno de Alta Densidad de la empresa mixta Plastilago, en la que Pequiven tiene el 49 % de las acciones. Capacidad de la planta: 60.000 tm/año; costo: Bs. 600 millones.

1984

• Por primera vez desde su fundación, la industria petroquímica venezolana efectuó un aporte a la hacienda pública nacional por la cantidad de Bs. 167 millones.

1985

• Los resultados financieros del año permitieron definitivamente que Pequiven cancelara el

déficit acumulado durante toda la vida anterior de la petroquímica estatal.

1986

• En el complejo Morón se comenzó la construcción de una nueva planta de Acido Sulfúrico y la ejecución del proyecto de mezclas de fertilizantes a granel.
• El Ejecutivo Nacional decretó la exoneración del Impuesto sobre la Renta (ISLR) por cinco años para las nuevas empresas que, constituidas con capital extranjero asociado con capital privado nacional, participen como empresas mixtas en el sector petroquímico.

1987

• Pequiven cumplió diez años como filial de PDVSA. Sus resultados financieros fueron positivos los últimos cuatro años.
• Como parte del programa de expansión, Pequiven formó tres nuevas empresas para producir MTBE. La participación en cada empresa será: Pequiven 49 %, los otros socios 49 % y 2 % reservado a suscripción pública.

1988

• Pequiven continuó fortaleciendo su plan y programas de expansión. En las empresas mixtas se concretaron proyectos para aumentar la producción de sulfato de aluminio (Ferralca), polietileno de alta densidad (Plastilago), anhídrido maleico (Oxidor) y polifosfatos (Tripoliven).
• Se constituyeron dos nuevas empresas mixtas: Petropropano para producir propileno, y Nitroriente para producir amoníaco. Ambas plantas formarán parte del complejo petroquímico de Oriente, en construcción.
• Durante el mes de noviembre comenzó a funcionar la ampliación de 20.000 toneladas métricas adicionales de poliestireno de la empresa mixta Estizulia, en El Tablazo.

1989

• En el complejo petroquímico de Morón inició su producción la nueva planta de Acido Sulfúrico de 264.000 toneladas métricas anuales de capacidad.
• Se constituyó la nueva empresa mixta Resilín para producir polietileno lineal de alta y baja densidad. Son accionistas: Pequiven, Grupo Zuliano, Latino Sociedad Financiera y Combustion Engineering.
• Comenzaron a funcionar los laboratorios para resinas termoplásticas de la empresa mixta Investigación y Desarrollo C.A. (INDESCA), ubicados en el complejo Zulia-El Tablazo.

1990

• En el complejo "General José Antonio Anzoátegui", en Jose, estado Anzoátegui, la empresa mixta Super Octanos comenzó a producir MTBE.
• En el estado Zulia, la empresa mixta Propilven comenzó la producción de polipropileno.
• Se constituyó la empresa Estirenos del Lago (Estilago).
• Se creó la empresa mixta Cerasol para producir ceras especiales, en asociación con Repsol, de España.

1992

• La estrategia empresarial para abastecer el mercado interno y penetrar el mercado internacional se concretó en la firma de dos acuerdos de suministros. Uno con la Shell para suplir etileno y propileno a razón de 40.000 toneladas métricas anuales (TMA) y 12.000 TMA, respectivamente. Otro con la empresa Chemag para el suministro de 28.000 TMA de etileno y 16.000 TMA de polipropileno.
• Con Mitsui, de Japón, se firmó un contrato de exportación de 40.000 TMA de monocloruro de vinilo.
• Con Polilago se firmó un acuerdo de venta de etileno por 75.000 TMA y otro con Resilín por 150.000 TMA.
• En El Tablazo, estado Zulia, se puso en servicio la planta de Clorosoda para producir 120.000 TMA de cloro y 135.000 TMA de soda. También comenzó a funcionar la planta de

Olefinas II, cuya capacidad de producción es de 350.000 TMA de etileno y 130.000 TMA de propileno.
• Comenzó a producir la planta de Fosfato Tricálcico de la empresa mixta Monómeros Colombo-Venezolanos.
• Se constituyeron las empresas Supermetanol y Metanoles de Oriente (Metor), ambas en el área de Jose, estado Anzoátegui, para producir 670.000 y 375.000 TMA de metanol, respectivamente.

1993

• Se exportaron por primera vez volúmenes significativos de urea y fertilizantes granulados desde Morón. Se sustituyó el uso de urea granulada importada por urea perlada nacional.

1994

• Las empresa mixtas Metor y Supermetanol iniciaron actividades, lo cual significó contar con 1,4 millones de TMA de metanol.
• La producción de polietileno lineal de baja densidad, 150.000, fue inaugurada por la planta de la empresa Resilín.
• Los resultados de los programas de expansión de instalaciones y de diversificación de manufactura de productos de Pequiven y las empresas mixtas se resumen así:

1994	Producción MTM	Venta MTM	Bs. MM
Pequiven	3.230	3.465	86.642
Empresas mixtas	2.046	2.362	125.590
Total	**5.276**	**5.827**	**212.232**

1995

• Pequiven, a través de su filial International Petrochemical Holding Ltd., adquirió 49 % de las acciones del Grupo Zuliano, también socio en tres empresas mixtas que operan en El Tablazo, estado Zulia.
• El ingreso neto corporativo durante 1995 llegó a 34.447 millones de bolívares. Las empresas mixtas asociadas a Pequiven contribuyeron al ingreso con 5.380 millones de bolívares.

1996

• El lema de plan de negocios 1996-2005 de Pequiven es: multiplicar por dos. Desarrollo petroquímico para crear valor.
• Zonas de producción de Pequiven en Venezuela; capacidad instalada en miles de toneladas métricas/año (MTM/A):

Complejo Zulia-El Tablazo

Etileno	250
Propileno	130
Cloruro de polivinilo (PVC)	45

Complejo Morón

Amoníaco	198
Urea	248
Sulfato de amonio	80
Acido fosfórico	75
Granulado NPK/DAP	330
Acido sulfúrico	462
Oleum	43
Roca fosfática	60

Complejo Jose

Metanol	1.440
MTBE	500

Refinería El Palito

BTX	125

Fuentes: MEM, Carta Semanal N° 20, 21 de mayo de 1982. PDVSA, Informe Anual, años 1983-1984, inclusives. Pequiven, Informe Anual, años 1991-1995, inclusives.

Cobertura de los mercados

En la medida en que la expansión y diversificación de las instalaciones y de la producción fueron cumpliéndose, Pequiven y sus asociados fortalecieron su desempeño empresarial y comercial. Aseguraron su presencia en los mercados tradicionales y ampliaron sus actividades mediante nuevos clientes.

Lo recorrido en la década de los noventa demuestra los adelantos realizados en ventas y exportaciones hacia Bélgica, Holanda, Estados Unidos, Curazao, República Dominicana, Costa Rica, Colombia, Chile y Brasil, además del mercado nacional.

V. El Futuro de la Petroquímica

Tanto las operaciones petroquímicas como las operaciones petroleras están sujetas al comportamiento de los mercados internacionales. Pues, es natural que siendo los derivados del petróleo y del gas los insumos básicos para los procesos petroquímicos, cualquier cosa que suceda en esas dos ramas de la industria necesariamente repercutirá en la petroquímica mundial.

Por ejemplo, la disminución en el consumo de petróleo en 1981 y 1982 repercutió en la refinación de crudos, lo cual también afectó a la industria petroquímica tanto en las operaciones como en los proyectos y planes. En casi todos los países del mundo se hicieron reajustes, tomando en consideración factores nacionales e internacionales como:

- Capacidad de producción de las plantas.
- Eficiencia de las plantas.
- Tipos de productos elaborados.
- Demanda y precios de productos.
- Costo, rentabilidad y beneficios.

Tabla 7-7. Ventas e ingresos consolidados

Años	Pequiven	Empresas mixtas	Total
1991			
MTM	2.120	1.480	3.600
MMBs.	25.496	36.225	61.721
1992			
MTM	2.264	1.637	3.901
MMBs.	30.154	48.222	78.376
1993			
MTM	2.157	1.557	3.714
MMBs.	32.819	58.515	91.334
1994			
MTM	3.465	2.362	5.827
MMBs.	86.642	125.590	212.232
1995			
MTM	4.438	2.903	7.341
MMBs.	135.561	189.200	320.761
Total, MTM	**14.444**	**9.939**	**24.383**
Total, MMBs.	**310.672**	**453.752**	**764.424**

Nota: MTM: miles de toneladas métricas; MMBs.: millones de bolívares.

Fuente: Pequiven, Informe Anual, 1995.

Todo esto planteó a cada empresa petroquímica decisiones y acciones nada fáciles de tomar y ejecutar, ante el crecimiento o disminución porcentual de la demanda anual para cada producto. Por ejemplo: ¿Qué proyecciones deben hacerse para el mercado del amoníaco, de la urea, del etileno, del propileno u otros hasta cubrir toda la gama de productos que interesan a cada empresa? Sin duda, no obstante el dominio de la tecnología,

Tabla 7-8. Pequiven: mercado nacional/exportaciones

Conceptos/años	1991	1992	1993	1994	1995	Total
Mercado Nacional						
MTM	1.626	1.821	1.377	2.596	3.375	10.795
MMBs.	21.256	25.978	23.856	51.341	89.479	211.910
Exportaciones						
MTM	494	444	780	869	1.063	3.650
MMBs.	4.240	4.176	8.963	29.301	46.082	92.762
Total, MTM	**2.120**	**2.265**	**2.157**	**3.465**	**4.438**	**14.445**
Total, MMBs.	**25.496**	**30.154**	**32.819**	**80.642**	**135.561**	**304.672**

Fuente: Pequiven, Informe Anual, 1995.

los otros factores antes mencionados son partes importantes del negocio.

Sin embargo, la variadísima producción de la petroquímica es tan importante para todas las actividades de la vida moderna que se hace difícil pensar que su futuro no sea más brillante e importante que lo hasta ahora logrado. Puede asegurarse que a medida que nuestra civilización valorice y racionalice más sobre la correcta utilización y consumo del petróleo y del gas natural, surgirá con mayor énfasis la importancia económica e industrial de la petroquímica.

En Venezuela, la producción petroquímica está orientada, en el tiempo, a cubrir las necesidades del mercado local. Para la década de los años noventa aumentará la producción de plásticos y en el renglón urea habrá suficiente para exportar. Sin embargo, en otros renglones, como los compuestos aromáticos y sus derivados, variedades de alcoholes industriales, caucho sintético y una gama de solventes, hay posibilidad de desarrollar una producción creciente para satisfacer la expansión industrial del país.

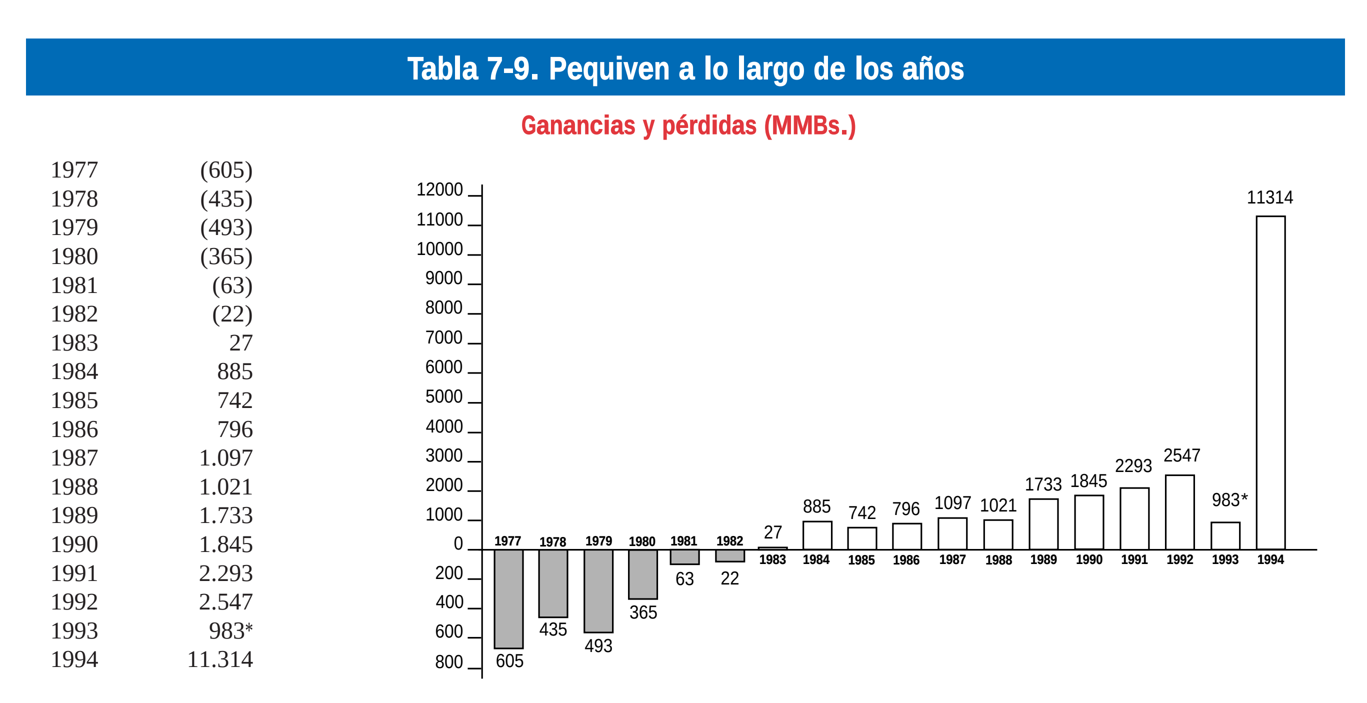
El país tiene los insumos básicos, petróleo y gas, requeridos por la industria petroquímica. Los volúmenes de estos suministros destinados a esta industria no representarán mayor disminución de las disponibilidades para la exportación. Las operaciones petroquímicas requieren de tecnología muy diversificada y especializada y, por lo tanto, recursos humanos muy calificados en la gran variedad de procesos necesarios para la transformación más completa del gas y del petróleo en miles de productos petroquímicos.

La fortaleza de la petroquímica venezolana se refleja en su rápido proceso de rehabilitación (1977-1982). Bajo la tutela de Petróleos de Venezuela reorganizó y reestructuró sus cuadros, planificó y ejecutó el rescate y mejoramiento de sus instalaciones y, sobre la marcha, agilizó su capacidad productiva para borrar la deuda que arrastraba, y de 1983 en adelante comenzó a rendir cuentas positivas hasta convertirse en la moderna Pequiven de hoy.

Tabla 7-9. Pequiven a lo largo de los años

Ganancias y pérdidas (MMBs.)

1977	(605)
1978	(435)
1979	(493)
1980	(365)
1981	(63)
1982	(22)
1983	27
1984	885
1985	742
1986	796
1987	1.097
1988	1.021
1989	1.733
1990	1.845
1991	2.293
1992	2.547
1993	983*
1994	11.314



* Efecto de la paridad cambiaria e inflación.

Fuente: PDVSA, Informe Anual, años citados.

Referencias Bibliográficas

1. CRAM, Donald J.; Hammond, George S.: **Química Orgánica**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1963.

2. EGLOFF, Gustav: "Petroleum Chemical 1950 and 2000", en: **Oil and Gas Journal**, June 15, 1950, p. 99.

3. GOLDBERG, Morris: **English-Spanish Chemical and Medical Dictionary**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1947.

4. GOLDSTEIN, Richard Frank: **The Petroleum Chemical Industry**, John Wiley and Sons, New York, 1950.

5. HATCH, Lewis F.; MATAR, Sami: "From Hydrocarbons to Petrochemicals" (serie de artículos publicados desde mayo 1977, N°1), en: **Hydrocarbons Processing**, 1977, 1978, 1979, May 1980.

6. **Hydrocarbons Processing**: "Petrochemical Handbook Issue", 1979, 1980, 1981.

7. Ministerio de Energía y Minas, Caracas.
- "Antecedentes y Perspectivas del Sector Petroquímico Venezolano", en: **Carta Semanal**, N°1, 8-1-1982.
- "Cronología de la Industria Petroquímica en Venezuela", 1953-1981, en: **Carta Semanal**, N° 20, 21-5-1982.
- **Petróleo y Otros Datos Estadísticos**, 1994.

8. Nelson, Wilbur L.: **Oil and Gas Journal**:
A. "Refining and Petro-Chemistry", June 25, 1942, p. 146.
B. "Possibilities of the Petrochemical Industry Are Now Developing", May, 13, 1943, p. 38.
C. "The Word Petrochemical", September 1, 1952, p. 117.
D. "Petrochemical Feed Stocks and Products", July 11, 1955, p. 137.

9. **Oil and Gas Journal**:
A. "Petroleum Industry Has Become Largest Producer of Chemicals", February 10, 1945, p. 66.
B. "Petroleum Enters Into Production of Almost All Modern Articles", August 4, 1945, p. 56.

C. “Five-Year Petrochemical Research-Program Planned”, December 14, 1950, p. 127.
D. “Forecast for Petrochemicals”, September 1, 1952, p. 103. Resumen del informe preparado por la Comisión de la Administración de Materiales de la Presidencia para el Presidente de los Estados Unidos.
E. “Petrochemicals in USA and Abroad”, September 1, 1964, p. 89.

10. Pequiven - Petroquímica de Venezuela S.A., Caracas. Publicaciones:
A. “Utilidad y Uso de Nuestros Productos”, en: **Revista Pequiven**, Mayo-Junio 1982, p. 18.
B. **Fertilizantes y Productos Industriales.**
C. **The Venezuelan Petrochemical Industry.**
D. **Pequiven y sus Empresas Mixtas.**
E. **La Industria Petroquímica Venezolana.**
F. **Complejo Zulia - El Tablazo.**
G. **Complejo Morón.**
H. “Hacia un desarrollo petroquímico basado en la ventaja comparativa del gas”, en: **Informe Anual**, 1994.
I. “Plan de Negocios de Pequiven 1996-2005”, en: **Temas Pequiven**, N° 1.
J. **Revista Pequiven**, Enero/Febrero/Marzo 1996.
K. **Informe Anual**, 1995.

11. Petróleos de Venezuela: **Informe Anual**, 1995.

12. **Petróleo Internacional**: “Petroquímica” - Informe Económico (número especial), septiembre 1981.

13. RODRIGUEZ, Luis Manuel; FERRO, Jaime: **Reseña sobre Asuntos Petroleros en Venezuela**, Ediciones de la Contraloría, Caracas, 1981.

14. Standard Oil Company (New Jersey): **Glossary of Petrochemical Terms**, New York, June 1959.

15. STOBAUGH Jr., Robert B.: **Petrochemical Manufacturing and Marketing Guide.** Vol. 1: Aromatics and Derivatives (1966). Vol. II: Olefins, Diolefins and Acetylene (1968), Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

16. STOBAUGH Jr., Robert B.: "Oil's Stake in Petrochemical to Grow", en: **Oil and Gas Journal**, September 1, 1969, p. 129.

17. WETT, Ted: **Oil and Gas Journal**:
A. "Petrochemical Report", March 21, 1977, p. 89.
B. "Annual Petrochemical Number", April 2, 1979, p. 79.
C. "Annual Petrochemical Number", April 14, 1980, p. 77.
D. "Petrochemical Report", March 29, 1982, p. 81.

18. WILSON Jr., Phillips J.; COAL, Joseph H.: **Coke and Coal Chemicals**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1950.

19. ZIEGENHAIN, W.T.: "Wide Variety of Chemicals Made From Refinery Gases", en: **Oil and Gas Journal**, June 25, 1942, p. 185.



Capítulo 8

Transporte

Indice

Referencias Bibliográficas

Introducción

Al iniciarse la producción del primer pozo petrolero (1859), en Pennsylvania, abierto para propósitos comerciales y con fines de crear la industria de los hidrocarburos, nació también la rama del transporte.

Era necesario llevar el crudo del pozo a los sitios de separación, tratamiento y almacenamiento en el propio campo. De allí, transportarlo luego a los lugares cercanos o lejanos de refinación o de exportación. Finalmente, transportar grandes volúmenes de productos a los puntos de consumo.

Al comienzo la tarea no fue fácil, pero la falta de medios e instalaciones apropiadas estimuló la creatividad de los pioneros. Inicialmente se valieron de troncos de árboles, que agujerearon longitudinalmente, o del bambú, para construir ductos. Las secciones las unían con abrazaderas metálicas rudimentarias que sujetaban con remaches o pernos que la mayoría de las veces cedían y causaban filtraciones. Poco a poco se las ingeniaron para contrarrestar esas dificultades y optaron por el uso de tuberías de hierro, de pequeños diámetros.

En pocos años (1859-1865), el almacenamiento y el transporte de petróleo ganaron la atención de las siderúrgicas y comenzó la fabricación de tubos, de recipientes metálicos, bombas y muchos otros equipos y herramientas requeridos por el sector, que se perfiló como gran cliente de la industria metalmecánica.

Al principio, para el transporte de crudo a cortas distancias por vía terrestre y/o fluvial se utilizaron barriles, cuyas duelas estaban sujetas en los extremos y en el medio por flejes muy ceñidos para impartirle mayor hermeticidad.

Para la época había una gran variedad de barriles de diferentes volúmenes, utilizados para almacenar líquidos y sólidos. Pero en 1866 alguien optó por adoptar lo que se llamó la “Regla de Virginia Occidental”, que definía al barril para cargar petróleo como un recipiente hermético capaz de contener 40 galones, y una ñapa de “dos galones más a favor del comprador”. Y así hasta hoy, el barril petrolero universalmente aceptado tiene 42 galones, equivalentes a 159 litros. Las dimensiones originales de este barril han podido ser, aproximadamente: altura: 88 centímetros y diámetro: 48 centímetros.


Fig. 8-1. Los primeros campos petroleros fueron verdaderos laberintos. Estados Unidos, década de 1860.

La utilización de barriles de madera por la industria petrolera incrementó la producción de esas fábricas. Con el tiempo se fabricaron de metal y a medida que fue evolucionando el transporte de crudo por otros medios, desapareció su uso para este menester. Sin embargo, ha quedado el barril como el símbolo y referencia de volumen de la industria no obstante que también se usan otras unidades de peso y/o volumen en las transacciones petroleras: toneladas larga y corta; tonelada métrica; metro cúbico; galón y barril imperiales; pie cúbico, y unidades volumétricas menores como el litro, el cuarto de galón imperial para sólidos o líquidos, equivalente a 69,355 pulgadas cúbicas (1.136,5 cc) o el cuarto de galón estadounidense para líquidos, equivalente a 67,20 pulgadas cúbicas (1.101 cc).

Hoy la industria petrolera usa una variedad de recipientes para envasar los productos derivados del petróleo. Pero todavía uti-



Fig. 8-2. El barril original utilizado por la industria fue fabricado por algunas empresas en sus propias instalaciones.

liza el barril metálico para envasar aceites, lubricantes, asfaltos y hasta ciertos combustibles cuyo envío a áreas remotas así lo requieren.

A medida que se descubrían nuevos yacimientos en las cercanías de las vías fluviales, la incipiente industria petrolera estadounidense comenzó a diversificar los medios de transporte de petróleo en la década de 1860. De los campos petroleros comenzaron a tenderse oleoductos de corta longitud y pequeño diámetro a las orillas de los ríos, dando así origen a las primeras terminales, donde el petróleo se embarrilaba para ser luego transportado por lanchones, barcazas o gabarras a diferentes sitios.

Los ferrocarriles que pasaban cerca de los campos estadounidenses se convirtieron también en transportadores de petróleo. Al correr del tiempo se desató una acérrima competencia entre los ferrocarrileros, las empresas de oleoductos y las flotillas de transporte fluvial y terrestre por la supremacía del negocio. Pero finalmente, por razones obvias, los oleoductos ganaron la opción para transportar petróleo por tierra.

Al comenzar la exportación de crudos, el transporte marítimo original consistió en llevar barriles llenos de petróleo de un sitio a otro. Sin embargo, bien pronto, en 1863, al velero “Ramsey” se le instalaron unos tanques metálicos en sus bodegas para llevar petróleo a granel, además del cargamento en barriles. El transporte a granel hacía temer por el peligro de incendio. No obstante, se insistió en equipar con tanques a muchos veleros, y a uno de éstos, el “Charles”, de 794 toneladas, se le instalaron 59 tanques en sus bodegas y se mantuvo en servicio durante cuatro años hasta incendiarse en 1872.

Este incidente llamó poderosamente la atención y volcó el interés de los armadores por normas de seguridad que debían ponerse en práctica y la necesidad de construir tanqueros de metal para el transporte de crudos.

El desarrollo y consecuente incremento de la producción de petróleo impulsó los medios de transporte. La iniciación y la



Fig. 8-3. El barril de metal reemplazó al de madera. Hoy una gran variedad de recipientes de metal se utiliza en las actividades petroleras.

competencia de la industria petrolera en Rusia en 1863 contribuyó al desarrollo del transporte petrolero terrestre, fluvial y marítimo. Las experiencias y logros iniciales se multiplicaron rápidamente en la medida en que la industria estableció operaciones en cada país.

La Primera Guerra Mundial (1914-1918) puso de manifiesto la importancia del petróleo como futura fuente de energía. La aviación y los vehículos motorizados de entonces presagiaban grandes innovaciones. Las marinas mercantes y de guerra contemplaban cambios substanciales en el reemplazo del carbón por los hidrocarburos. Todas estas expectativas se transformaron en realidad años más tarde e influyeron poderosamente en todos los aspectos del transporte de hidrocarburos en los años 1919-1939.

Durante la Segunda Guerra Mundial (1939-1945) surgieron nuevos retos en el transporte terrestre, fluvial y marítimo de crudo, combustibles y otros derivados del petróleo. La ciencia, la investigación y las tecnologías petroleras y afines respondieron con rapidez a las necesidades planteadas. Por ejemplo, se acometió la fabricación de tuberías de gran diámetro (508 y 610 mm) para el tendido de oleoductos y poliductos de grandes longitudes (2.360 y 1.860 km) en Estados Unidos. El transporte de crudos y/o productos por los ferrocarriles estadounidenses llegó a descargar diariamente en un solo punto del estado de Pennsylvania hasta 1.250 vagones, equivalente a un promedio de 332.500 barriles. Para las áreas de combate se diseñaron tuberías livianas y de pequeños diámetros, de fácil y rápido tendido, capaces de mantener el suministro de combustible a máxima capacidad para las tropas. Tambores y tanques especiales, de goma, de caucho o de metal liviano, fueron ideados y probados con éxito.



Fig. 8-4. El desarrollo de la producción de petróleo hizo que los ferrocarriles participaran en el transporte, utilizando un vagón especial de carga.

En cuanto al transporte fluvial, los astilleros produjeron nuevos diseños para la construcción de lanchones, barcazas y gabarras, a fin de responder a los requerimientos de transporte de crudos y/o combustibles y otros derivados del petróleo. Y para el transporte marítimo, el tanquero T-2, de 138.500 barriles de capacidad, fue el precursor de los cambios y adelantos que años después ocurrirían en este sector del transporte petrolero.

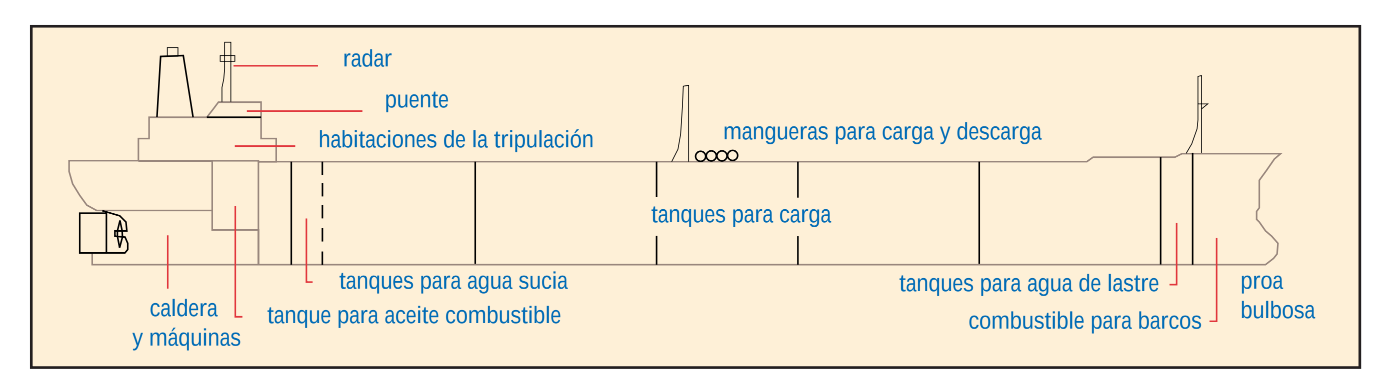


Fig. 8-5. Silueta de un tanquero moderno y distribución de sus instalaciones; la proa bulbosa sirve para eliminar olas inducidas por la velocidad de la nave.



Fig. 8-6. Tanquero suministrando combustible en alta mar durante la Segunda Guerra Mundial (1939-1945).

La importancia de la mención de todos estos detalles se debe a que la tecnología que auspicia los adelantos logrados en el transporte de hidrocarburos se ha mantenido en constante evolución y nuevos equipos, materiales y herramientas son las respuestas a los tiempos, circunstancias y retos planteados. A continuación se analizan en detalle aspectos relevantes respecto a oleoductos, gasductos y tanqueros, principales medios utilizados por la industria para el transporte de hidrocarburos y sus derivados.

I. Oleoductos

La experiencia y las modalidades del transporte de crudos por tuberías (oleoductos) han dado respuestas satisfactorias a las necesidades de despachar y recibir diariamente grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado desde los campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicadas a corta, mediana o grandes distancias, en un mismo país o países vecinos.

El oleoducto se ha hecho necesario porque transporta crudo ininterrumpidamente veinticuatro horas al día, salvo desperfectos o siniestros inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer, en igualdad de condiciones. Además, no sólo facilitan el transporte terrestre de petróleo, sino que también se utilizan oleoductos submarinos para llevar a tierra la producción de yacimientos ubicados costafuera, y a veces a grandes distancias como en el lago de Maracaibo, el golfo de México, el mar del Norte y otras áreas.

Varios oleoductos conectados entre sí pueden formar un sistema o red de oleoductos cuyo servicio de transporte se utiliza local, regional, nacional o internacionalmente.

Los adelantos en la investigación y diseño de oleoductos y las experiencias cosechadas por la industria petrolera en esta rama del transporte, han permitido extender esos conocimientos al transporte de sólidos por tuberías. Tal es el caso del transporte del carbón. Varias empresas petroleras estadounidenses han experimentado con éxito el diseño y funcionamiento de carboductos, utilizando un medio líquido, generalmente agua, para mantener en suspensión el carbón fragmentado y facilitar el desplazamiento. Esta idea tiene la ventaja del despacho y entrega diaria continua de grandes volúmenes a larga distancia, y en un tiempo y costo que pueden competir favorablemente con otros medios de transporte.



Fig. 8-7. Oleoducto.

El tendido de oleoductos

El tendido de oleoductos se hace sobre una trocha o vereda que en la construcción de caminos o carreteras equivaldría a la fase primaria de la apertura de la ruta de penetración. Generalmente, se empieza la trocha de un extremo a otro, pero esto no niega que para lograr una apertura rápida la trocha pueda comenzarse por ambos extremos. En realidad, cuando el oleoducto es muy largo se opta por hacer la trocha simultáneamente por tramos intermedios que se van uniendo según un programa definido de trabajo.

Subsecuentemente, como sucede con la trocha, puede optarse por hacer el tendido simultáneo del oleoducto desde varios tramos con el propósito de acelerar la terminación de la obra, ganarle tiempo al tiempo y evitar condiciones atmosféricas adversas: lluvias continuas, desbordamientos de ríos, terrenos intransitables con maquinarias y equipos pesados y otros obstáculos que hacen temporalmente imposible cumplir con el avance de la obra.

Los tubos de diámetros pequeños pueden obtenerse con roscas en un extremo (espiga o macho) y una unión o anillo roscado internamente en el otro (caja o hembra) que facilitan el acoplamiento o enrosque de los tubos. Los tubos de diámetros mayores se fabrican con ambos extremos sin roscas y se acoplan por medio de un cordón de soldadura. Luego de terminada la obra, el oleoducto es probado a determinada presión y si no hay fugas o fallas estructurales se declara apto para el servicio.



Fig. 8-8. Los ductos transportan diariamente grandes volúmenes de hidrocarburos, crudos y/o derivados, a las terminales para despacharlos luego al mercado nacional o hacia el exterior.



Fig. 8-9. Para cruzar ríos angostos se opta por suspender la tubería por razones económicas, para proteger su integridad física y por conveniencia operacional.

Generalmente, el oleoducto va tendido sobre soportes, ubicados a determinada distancia entre sí, de manera que la tubería queda a una cierta altura para evitar que se corroa por contacto directo con el suelo. Si la tubería tiene que estar en contacto con el suelo entonces se recubre con capas de materiales especiales para protegerla de la corrosión.

En ciertos tramos no queda otra opción que enterrar la tubería y para esto se protege con el recubrimiento adecuado. En el caso de que el oleoducto tenga que cruzar riachuelos o ríos muy angostos se opta por suspenderlo adecuadamente. Si se trata de ríos muy anchos, se puede elegir por tenderlo, debidamente recubierto y bien fondeado, sobre el mismo lecho del río o enterrarlo en una trinchera bien acondicionada o hacer el cruce por debajo del fondo del río por medio de un túnel.

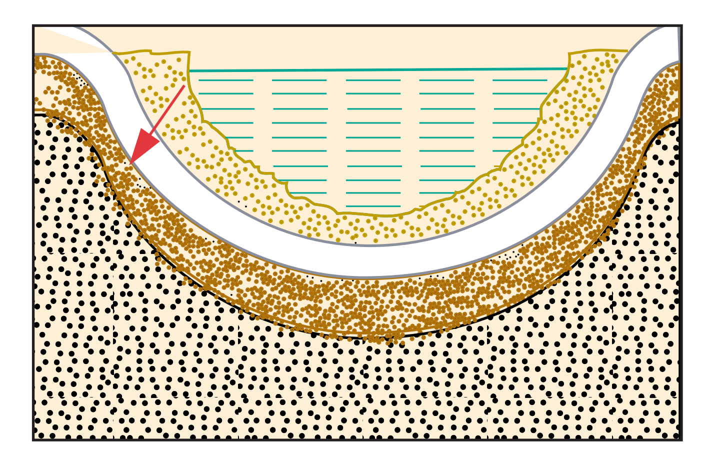


Fig. 8-10. Cuando el cruce es muy ancho se opta por depositar la tubería en el lecho del río o utilizar un túnel de orilla a orilla.

En el caso de las tuberías (ductos) utilizadas para el transporte de hidrocarburos, el contacto del metal con el suelo y/o la atmósfera y el agua causa el deterioro de su composición física y resistencia debido al proceso de oxidación ocasionado por acción química o electroquímica. Para contrarrestar el deterioro de las tuberías se recurre a la protección catódica, o sea la aplicación de una corriente eléctrica de tal manera que la tubería actúa como el cátodo en vez del ánodo de una pila electrolítica. Así se logra que esta corriente eléctrica ayude a mantener la tubería en buen estado.

En el caso de cruzar un río, y si el oleoducto descansa sobre el lecho o va enterrado, o de igual manera cuando se tienden oleoductos costafuera, se toman previsiones muy estrictas para asegurar el funcionamiento eficaz del oleoducto. A veces se opta por tender una tubería gemela, en parte o en la totalidad del trayecto, para tener el recurso de la continuidad del flujo en caso de falla de una de las tuberías.

Características de las tuberías

Para cada oleoducto se requiere un determinado tipo o clase de tubería. Generalmente, las dos características más comunes de un oleoducto son el diámetro externo y la longitud, y para identificarlo geográficamente se dice que arranca de tal punto y llega a tal sitio. Por ejemplo: oleoducto Temblador-Caripito, de 762 milímetros de diámetro (30 pulgadas) y 146 kilómetros de longitud (91,25 millas).

Sin embargo, durante el proceso de diseño se toma en cuenta una variedad de factores que corresponden al funcionamiento eficaz y buen comportamiento físico del oleoducto. Es esencial el tipo o calidad de acero de los tubos. Según especificaciones del American Petroleum Institute (API) la serie incluye desde el grado B que tiene un punto cedente mínimo de resistencia de 2.531 kg/cm^2 (36.000 lppc) hasta el grado X-70 cuyo punto cedente mínimo es de 4.921 kg/cm^2 (70.000 lppc). Esta resistencia denota la capacidad que tiene el material (acero) para resistir la deformación (elongación) bajo la acción de fuerzas que puedan aplicársele.

La competencia de la tubería es muy importante debido a que el flujo del petróleo por ella se logra por presión a lo largo del oleoducto. Por tanto, la tubería debe resistir también presiones internas porque de lo contrario estallaría.

En resumen, la competencia de la tubería está indicada por la calidad o grado del acero con que es fabricada; su resistencia a fuerzas longitudinales, externas e internas; diámetros externo e interno; espesor y peso de la tubería por unidad lineal.

El flujo de fluidos por tuberías

El volumen de crudo transportado está en función del diámetro de la tubería y de la presión que se le imponga al crudo para moverlo (velocidad) por la tubería. Como podrá apreciarse, la presión también está en función de la densidad (peso) y de la viscosidad (fluidez) del crudo.

d

V

$$P \propto \frac{V}{d_2}$$

La tecnología de la transmisión de fluidos por tuberías arranca de los conceptos y apreciaciones formuladas a través de años por muchos investigadores. Originalmente, Poiseuille (1842) observó y propuso que la pérdida de presión debido al flujo de agua por tubos de diámetros pequeños (capilares) era directamente proporcional a la velocidad e indirectamente proporcional al cuadrado del diámetro interno de la tubería.

$$P \propto \frac{V}{d_1^2}$$

d_1 → V

Darcy (1857) experimentó con tubos de mayor diámetro y observó que la pérdida de presión era, aproximadamente, directamente proporcional a la velocidad al cuadrado e indirectamente proporcional al diámetro interno de la tubería,

$$P \propto \frac{V^2}{d_1}$$

Esta significativa discrepancia requirió explicación, la cual fue dada en 1883 por Osborne Reynolds († 1912), físico inglés, quien demostró que así como un disco gira y muestra vibraciones a una cierta velocidad, pero que por encima o por debajo de esa velocidad gira imperturbablemente, de igual manera sucede con los líquidos que se bombean por tuberías. De allí que el tipo de flujo sereno (laminar) observado en tubos capilares por Poiseuille se tornase turbulento a más altas velocidades, de acuerdo con los experimentos realizados por Darcy.

De estas observaciones y subsecuentes experimentos, Reynolds dedujo la relación existente entre el diámetro interno de la tubería (d), la velocidad promedio del flujo (v), la densidad del fluido (s) y la viscosidad absoluta del fluido (u), que expresó de la siguiente forma:

$$\frac{dvs}{u}$$

A esta relación abstracta se le dio, en honor a su proponente, el nombre de número de Reynolds.

$$R = \frac{dvs}{u}$$

Esta relación se aplica en la resolución de problemas de hidráulica (transmisión de fluidos por tuberías) y de aeromodelismo en túneles de aerodinámica.

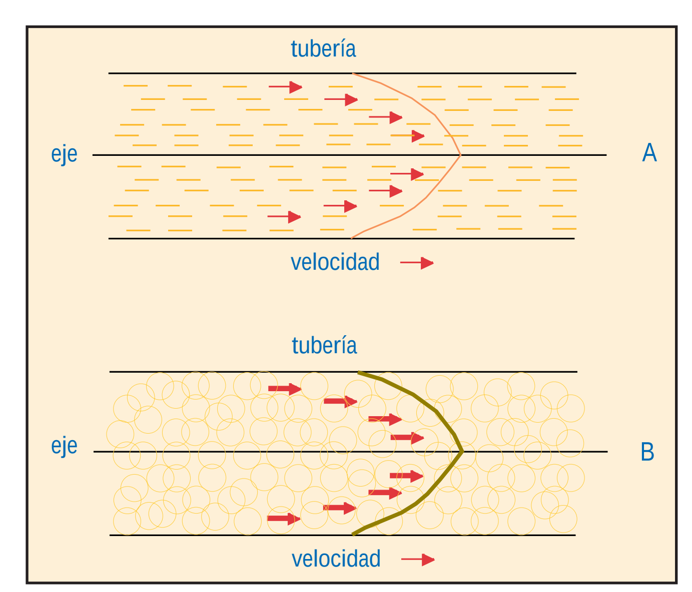


Fig. 8-11. A= flujo laminar, B= flujo turbulento.

Las dos figuras anteriores representan ideas sobre los experimentos de Reynolds. Se valió Reynolds de la inyección de colorante al flujo y notó que en el caso de flujo sereno (laminar), el colorante se desplazó uniformemente sin difundirse pero en el caso de flujo turbulento, debido al incremento de velocidad, el colorante se dispersó por toda la corriente del líquido.

No obstante todo lo antes dicho, todavía faltaba algo que debía considerarse para que las relaciones y ecuaciones formuladas por los investigadores nombrados fuesen expresiones matemáticas completas.

En 1914, T.E. Stanton y T.R. Pannell consideraron la confirmación del número de Reynolds e introdujeron el coeficiente “f” de fricción, demostrando la relación directa y la existencia de un valor único de fricción para cada número Reynolds. De esta manera se deslindó la incertidumbre en los cálculos y se estableció que la velocidad crítica está en el rango de número de Reynolds entre 2.000 y 3.000. O sea que el flujo sereno (laminar) termina alrededor de 2.000 y el flujo turbulento comienza alrededor de 3.000.

El coeficiente de fricción tiene que ver con el flujo a todo lo largo de la tubería y su correspondiente valor para cada número de Reynolds puede obtenerse de gráficos (Rn vs. f) que traen los tratados, textos y artículos sobre la materia.

Los conceptos y apreciaciones mencionados sobre el flujo de fluidos son aplicables tanto para el petróleo, el gas y todos los otros fluidos que sean bombeados por tuberías. En la práctica, se encontrará que las fórmulas matemáticas fundamentales aparecen con ciertas modificaciones de forma en sus términos. Esto no contradice la exactitud de los cálculos sino que facilita su aplicación, en concordancia con los datos y situaciones dadas para el diseño de gasductos, oleoductos, poliductos o acueductos.

Tecnología fundamental de diseño

Las fórmulas matemáticas para el flujo de fluidos por tuberías contienen directa o indirectamente una variedad de términos. Es decir que algunos son evidentes por definición y magnitud, pero otros (indirectos) tienen que ser introducidos o convertidos para satisfacer la definición y magnitud del término en la fórmula. Por ejemplo: el coeficiente de fricción se obtiene utilizando el número de Reynolds, y éste se obtiene por medio de las fórmulas antes descritas. Si solamente se conoce la gravedad API del fluido hay que convertir ésta a densidad, utilizando la fórmula correspondiente. Así con varios otros. En general, los términos que aparecen en las fórmulas son los siguientes:

Tabla 8-1. Sistemas y relaciones dimensionales

Símbolo	Significado	Angloamericano	Métrico
Q	Volumen	barriles/hora (b/h)	metros cúbicos/hora (m^3/h)
D, d	Diámetro externo	pies, pulgadas	metros, centímetros
D_1, d_1	Diámetro interno	pies, pulgadas	metros, centímetros
t, e	Espesor	pies, pulgadas	metros, centímetros
f	Coeficiente de fricción	- Adimensional -	
g	Aceleración por gravedad	32,2 pies/seg^2	9,82 metros/seg^2
h	Presión hidrostática	pies (altura)	metros (altura)
L	Longitud	pies, millas	metros, km
P	Presión	libras/pulgada cuadrada (lppc)	kg/cm^2
R_n	Número de Reynolds	-Adimensional -	
S	Densidad	libras por pie cúbico (lppc)	kg/m^3, gr/cc
t	Tiempo	segundos	segundos
u, Z	Viscosidad absoluta	libras/pie-seg	dina-seg/cm^2
v, V	Velocidad	pie/seg	metros/seg
°t,°T	Temperatura	°F	°C

Tabla 8-2. Ejemplos de fórmulas fundamentales para el flujo de fluidos por tuberías

Fórmulas	Observaciones
$P = \frac{V}{d^2}$	Poiseuille, fórmula original 1842. Flujo laminar.
$P = \frac{V^2}{d}$	Darcy, fórmula original 1857. Flujo turbulento.
$R_n = \frac{dvs}{u}$	Reynolds, fórmula (1883) para compensar discrepancias en los experimentos de Poiseuille (flujo laminar) y Darcy (flujo turbulento).
f, coeficiente de fricción	Stanton y Pannell, 1914, introdujeron este factor como parte correspondiente y fundamental para cada valor del número de Reynolds.
$P = \frac{0.000668\ ZLV}{D^2 S}$	Fórmula de Poiseuille, para flujo sereno y viscoso, según adaptación de R.E. Wilson, W.H. McAdams y M. Seltzer, 1922.
$P = \frac{0,323\ f\ LSV^2}{D^5}$	Fórmulas de Fanning para flujo turbulento.
$P = \frac{0,0538\ f\ LSQ^2}{D^5}$	
$P = 0,54\ \frac{B^{1,735}}{D^{4,735}}\ S^{0,735}\ U^{0,265}$	Fórmula de Poiseuille, para flujo laminar y viscoso respecto de R_n, para tuberías múltiples en paralelo, 1934.
$R_n = \frac{dvs}{u} = \frac{0,02381\ S}{Du}$	Otra versión para calcular R_n.
$t_1 = \frac{PD_1}{2\ \text{(resistencia al estallido)}}$	Fórmula de Barlow.

Todas las fórmulas anteriores son fundamentales. Representan las consideraciones técnicas que originalmente condujeron a la utilización de ciertos conceptos y factores para su derivación y aplicación práctica. A medida que la investigación y las experiencias operacionales han aportado nuevas apreciaciones, estas fórmulas han sido refinadas y extendidas para lograr respuestas numéricas más exactas. Tal es el caso, que los departamentos de diseño de oleoductos, gasductos y poliductos de las firmas especializadas y de las petroleras tienen sus propias apreciaciones, preferencias y razones por determinada versión y aplicación del conjunto de fórmulas disponibles sobre la materia.

Las nuevas versiones y aplicaciones de fórmulas revisadas y/o extendidas se deben a las modernas técnicas de fabricación de tubos y a los adelantos en la metalurgia aplicada en la fabricación. Por otro lado, la investigación conceptual y numérica se ha hecho más rápida, gracias a la computación electrónica, que permite el manejo simultáneo de una variedad de parámetros y hasta la proyección gráfica de relaciones interparametrales para seleccionar el diseño óptimo según las características físicas de las tuberías (diámetros interno y externo, espesor, peso lineal, resistencia al estallido, etc.); comportamiento y tipo de flujo de acuerdo con las especificaciones del crudo, diámetro interno y longitud de la tubería; topografía de la ruta;

funcionamiento general del oleoducto e instalaciones afines; inversiones, costos y/o gastos de operaciones y mantenimiento.

Otros aspectos del diseño

La longitud del oleoducto puede ser menos de una decena hasta varios miles de kilómetros. Por ejemplo, aquí en Venezuela, el oleoducto más corto es el Ulé-La Salina, estado Zulia, de 86 cm de diámetro y 4,10 km de longitud, y capacidad de 103.500 m^3/día. El oleoducto más largo, de 338 km de longitud y 50,80 cm de diámetro, conecta el campo de San Silvestre, estado Barinas, con la refinería El Palito, estado Carabobo.

Es muy importante tener una apreciación real de la ruta del oleoducto. El perfil topográfico del terreno servirá para ubicar las ocurrencias naturales que están en la vía: depresiones, farallones, cerros, colinas, montañas, llanuras, pantanos, lagunas, quebradas, riachuelos y ríos.

Las diferencias de altitud o desnivel entre puntos de la vía, referidos al nivel del mar, y las distancias entre estos puntos, son datos importantes y necesarios para calcular la presión de bombeo requerida a todo lo largo del oleoducto, habida cuenta de otros factores, como son características del crudo, volumen máximo de crudo que podría bombearse diariamente y el diámetro y otros detalles de la tubería. En la práctica, en puntos de la ruta hay que incorporar al oleoducto estaciones adicionales de bombeo para garantizar el volumen del flujo deseado. Esto es muchísimo más importante en el caso de oleoductos largos. La distancia entre estaciones puede ser de 65 a 95 kilómetros o más, todo depende de la topografía del terreno y de los diferentes factores antes mencionados. En el caso de transporte de crudos pesados y extrapesados se utilizan hornos o plantas para calentar el crudo y reducir su viscosidad.

El desnivel entre dos puntos en la ruta de un oleoducto representa no solamente altura sino presión. Veamos. En capítulos anteriores se ha mencionado el gradiente de presión ejercido por los fluidos, según la densidad de cada uno. Para el agua se determinó que es de 0,1 kg/cm^2/m de altura.

Por tanto, si el desnivel o altura hidrostática entre los puntos A y B de un oleoducto es de 1.000 metros, y el oleoducto transporta crudo de 35° API, entonces la presión representada por la columna de crudo es 1.000 x 0,085 = 85 kg/cm^2 (1.209 lppc). Esto significa que para bombear este crudo de A a B y si B está 1.000 metros más alto que A, entonces habrá que contrarrestar en A la presión de 85 kg/cm^2. Además, habrá que añadirse a esa presión la presión requerida por la distancia entre los dos puntos, como también la pérdida de presión que por fricción ocasiona el flujo del crudo por la tubería, para lograr el bombeo del volumen diario de fluido deseado. Si el caso fuese contrario, o sea de B a A, el flujo sería cuestabajo y se requeriría menos presión (equivalente a 85 kg/cm^2 y algo más) debido al flujo por gravedad.

En este aspecto hay semejanza con el automóvil, que se le debe imprimir potencia

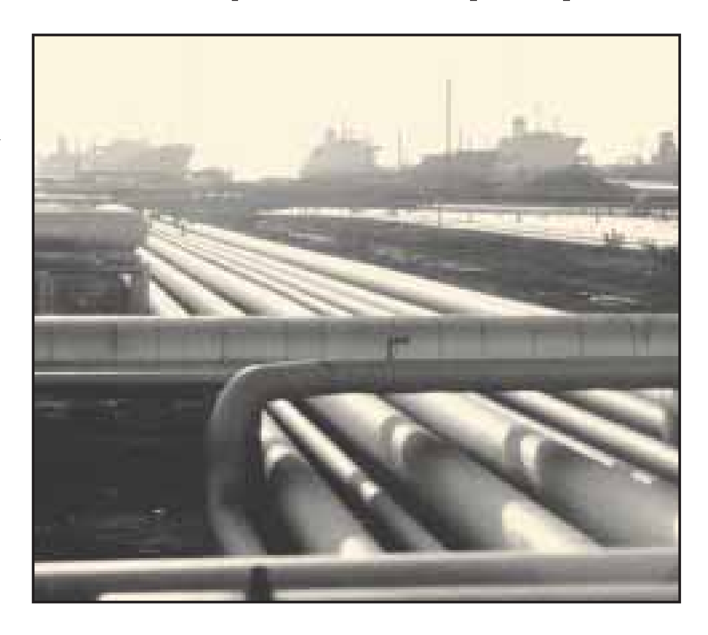


Fig. 8-12. Tuberías de diversos diámetros y especificaciones son requeridas para manejar los crudos desde los campos a las terminales y refinerías.

(aceleración) durante la subida de la pendiente en el camino, y cuando se hace el recorrido cuestabajo, o sea por gravedad, se desacelera el vehículo; y para mayor control de la velocidad, como lo hace todo buen conductor se cambia de velocidad, de tercera a segunda o primera, según el grado de la pendiente, y se aplican los frenos económicamente.

Los diámetros de tuberías para oleoductos abarcan una serie muy variada, desde diámetro externo de 101,6 mm (4 pulgadas) hasta 1.626 mm (64 pulgadas). Para cada diámetro hay una variedad de diámetros internos que permiten escoger la tubería del espesor deseado y, por ende, tubos de diferente peso por unidad lineal. Por ejemplo, en el caso del tubo de 101,6 mm de diámetro externo se pueden escoger 12 opciones de espesor que van de 2,1 mm hasta 8,1 mm, y cuyo peso es de 5,15 kg/metro hasta 18,68 kg/metro, respectivamente. De igual manera, para los tubos de 1.626 mm de diámetro externo existen 13 opciones de espesor que van de 12,7 a 31,8 mm y pesos de 505,26 hasta 1.250,15 kg/metro, respectivamente.

Esta variedad de diámetros externos e internos, y naturalmente, espesores y peso lineal de los tubos, permiten la selección adecuada de la tubería requerida para satisfacer volúmenes y presiones de bombeo, como también aquellas características físicas y de resistencia que debe tener la tubería. Para cubrir los diferentes aspectos técnicos de diseño, construcción, funcionamiento y mantenimiento de oleoductos existe un abundante número de publicaciones que recogen las experiencias logradas. Sin embargo, cada nuevo proyecto de oleoducto de por sí requiere un enfoque particular, un tratamiento adecuado y soluciones propias que, algunas veces, pueden exigir métodos extraordinarios.

Inversiones y costos

Las inversiones requeridas para un oleoducto se expresan finalmente en bolívares por kilómetro y están representadas por los siguientes renglones: estudios preliminares y definitivos, abertura y acondicionamiento de la ruta, materiales (tubería, soldadura, recubrimientos, soportes, estaciones de bombeo), mano de obra y misceláneos.

En el caso particular de oleoductos que transportan crudos pesados o extrapesados, reclaman especial atención los siguientes factores: el diámetro de la tubería y la presión de bombeo debido a las características del crudo; el revestimiento de la tubería, ya que para transportar estos tipos de crudos por tuberías se opta por mantenerlos a cierta temperatura para bajar la viscosidad y facilitar el bombeo. Esto implica también la posibilidad de disponer de estaciones adicionales de calentamiento en la ruta para mantener la viscosidad deseada. Otra alternativa para reducir la viscosidad y facilitar el bombeo de crudos pesados y extrapesados es mezclarlos con otro crudo más liviano (diluente).

Tabla 8-3. Costos promedio de oleoductos terrestres (incluido todo)

	Diámetro de tubería, mm (pulgadas) y $ milla				
Año	204 (8)	305 (12)	406 (16)	500 (20)	610 (24)
1997	605.483	557.359	699.239	1.043.055	1.277.548
1996	209.570	573.151	365.597	863.069	768.097
1995	410.750	469.715	298.617	863.069	768.097
1994	259.355	429.942	706.034	516.436	688.394
1993	264.238	389.570	489.737	956.379	2.605.300
1992	248.365	442.273	451.397	505.817	600.952

Fuente: Warren R. True, Pipeline Economics.
Oil and Gas Journal, November 27,1995, p. 48; August 4, 1997, p. 46.

Además, otra opción es la de bombear crudo con agua para que ésta sirva como un reductor de fricción, pero esto requiere la disposición de medios para separar y manejar el agua en la terminal donde finalmente llegará el crudo. Todo esto implica desembolsos adicionales concomitantes con los requerimientos de lograr un transporte eficiente y económico de crudos.

Como son tantos los renglones y los componentes afines que comprenden la construcción de un oleoducto, el costo final, por razones obvias, tiende a variar de año a año. Y por las condiciones económicas mundiales actuales estas variaciones son generalmente ascendentes. Para dar idea sobre esta tendencia, vale examinar los registros cronológicos de costos estadounidenses, país donde anualmente se construyen miles y miles de kilómetros de oleoductos terrestres y submarinos en aspectos y condiciones topográficas y tecnológicas muy variadas, las cuales exigen tratamientos específicos en el diseño, en el empleo de materiales, en la metodología de la construcción y en la

Tabla 8-4. Relación porcentual de la inversión en oleoductos terrestres

Diámetros en mm y pulgadas	Ruta	Materiales	Mano de obra	Misceláneos
201 (8)				
1997*	6,6	9,1	64,7	19,6
1996	1,5	24,6	41,4	32,5
1995	7,1	27,0	39,9	26,0
1994	12,3	19,0	50,3	18,4
1993	14,2	20,2	45,5	20,1
1992	10,3	24,0	35,8	29,9
305 (12)				
1997	5,0	17,8	59,0	18,2
1996	8,7	18,7	48,6	24,0
1995	92,0	15,6	46,5	28,7
1994	13,4	14,5	53,7	10,4
1993	17,2	17,2	46,4	19,2
1992	11,8	20,0	47,3	20,9
406 (16)				
1997	6,3	15,9	59,6	18,2
1996	11,6	23,2	48,5	16,7
1995	4,7	33,9	39,0	22,4
1994	11,2	14,5	57,2	17,1
1993	15,9	20,7	44,7	18,7
1992	6,2	22,2	52,2	19,4
500 (20)				
1997	-	-	-	-
1996	8,5	16,9	46,2	28,4
1995	1,9	21,1	52,8	24,2
1994	7,4	20,3	43,0	29,3
1993	14,0	16,0	46,0	24,0
1992	5,2	26,8	47,7	20,3
610 (24)				
1997	-	-	-	-
1996	8,4	19,5	51,3	20,8
1995	0,7	33,9	52,8	12,6
1994	4,9	28,9	48,3	17,9
1993	5,5	25,1	47,2	22,2
1992	3,5	25,2	53,5	17,8

* Un solo proyecto de 38,3 millas.

Fuente: Warren R. True, “Pipeline Economics”.
Oil and Gas Journal, November 27, 1995, p. 48; August 4, 1997, p. 46.

disposición de instalaciones especiales conexas o auxiliares especiales.

La construcción de oleoductos submarinos en mar abierto requiere atención especial de otros aspectos que no se presentan en tierra. Entre ellos caben mencionarse: la profundidad de las aguas, las corrientes marinas, la calidad y topografía del suelo marino, la salinidad del ambiente, la temperatura de las aguas en diferentes épocas y latitudes, la fauna y flora marina a diferentes profundidades en la ruta, y las distancias mar adentro y su relación entre las instalaciones auxiliares y afines costeras y las ubicadas costafuera, como también el comportamiento del tiempo y las condiciones meteorológicas reinantes (vientos, mareas, oleaje, corrientes) durante la realización de los trabajos.

Todo lo antes mencionado tiene su efecto sobre el diseño y los detalles del programa de construcción de la obra. Ese efecto, combinado con los aumentos generales de precios de materiales, equipos, herramientas, transporte y remuneraciones al personal, se traduce en substanciales incrementos de costos por kilómetro de oleoducto. Tampoco es raro que en medio de tanta alza de costos predominen circunstancias que permitan en un tiempo dado rebajas en las inversiones.

Mantenimiento

El mantenimiento es un aspecto importante de las operaciones y manejo de los oleoductos. El oleoducto, como sistema de transporte, tiene un punto de partida representado por un patio, donde se erige un cierto número de tanques y/o depósitos a flor de tierra (fosos) para almacenar el crudo que diariamente va a ser bombeado por el oleoducto.

Los tanques y/o fosos deben mantenerse en buen estado para evitar fugas o filtraciones del petróleo almacenado. Además, el estado de limpieza del almacenamiento debe ser tal que el petróleo retirado esté libre de impurezas: agua y/o sedimentos. El volumen y las características del petróleo que se recibe y despacha del almacenamiento es medido y fiscalizado para tener una relación cronológica del movimiento de crudos.

Las bombas succionan petróleo de los tanques y lo descargan al oleoducto para llevarlo al punto de entrega. Estas bombas y sus instalaciones auxiliares de propulsión (mecánicas y/o eléctricas) requieren atención y mantenimiento para que todo el tiempo funcionen eficazmente.

El propio oleoducto requerirá también su cuota de atención y mantenimiento. Así como las venas y/o arterias del cuerpo humano se obstruyen por la deposición de substancias que se desprenden de la sangre, de igual manera sucede a los oleoductos. Con el tiempo, se depositan en la pared interna del oleoducto capas de hidrocarburos y sedimentos finos (parafina y arenilla o cieno) que paulatinamente reducen el diámetro del conducto. Tales obstrucciones redundan en incrementos innecesarios de la presión de bombeo y reducción del volumen bombeado. Por esto, es necesario limpiar el oleoducto de tales sedimentos.

Otro aspecto del mantenimiento es cerciorarse de la competencia física del oleoducto, que aunque es un conducto de acero, está sujeto a fuerzas internas (bombeo, corrosión, erosión, fatiga) que a la larga pueden debilitar su resistencia y causar filtraciones o estallidos. Para evitar interrupciones inesperadas en el funcionamiento y tomar medidas preventivas oportunamente, siempre es aconsejable conocer de antemano el estado físico del oleoducto, y esto se hace a través de observaciones visuales o exámenes de la tubería por rayos X u otros medios apropiados para luego proceder a las reparaciones debidas.

El final del oleoducto puede ser una refinería o la combinación de refinería y termi-

nal de embarque. Allí el volumen y la calidad de crudo entregado debe corresponder al despachado. De igual manera, las instalaciones de recibo en la refinería y/o terminal deben mantenerse en buen estado físico y seguridad de funcionamiento, como se mencionó con respecto al patio de tanques, origen del oleoducto.

Es muy importante todo lo relacionado con el mantenimiento de la ruta y del oleoducto y sus instalaciones para cuidar y mantener el ambiente. Si la ruta no está limpia, la maleza puede ser foco de incendios y si hay derrames se dificultan los trabajos de contingencia y reparación.

Para evitar accidentes que puedan ser ocasionados por terceros, es necesario que cuando el oleoducto está enterrado se señalen debidamente aquellas partes de su ruta o cruces que puedan ser objeto de excavaciones o vayan a formar parte de algún proyecto.

Los oleoductos del país

La información sobre los oleoductos del país, manejados por las tres desaparecidas operadoras Lagoven, Maraven y Corpoven, da una idea de la extensión de las operaciones diarias de transporte de crudos.

Tabla 8-5. Venezuela: principales oleoductos existentes por compañías al 31-12-1996

Empresa	De	A	Longitud en km	Diámetro (cm)	Capacidad m^3/día	Volumen transportado durante el año m^3
Lagoven	Ulé	Amuay N° 1	188,60	60,00	60.382	9.740.570
	Ulé	Amuay N° 2	230,30	60,00	65.149	14.142.100
	Ulé 1/	La Salina	14,50	66,04	65.149	3.972.500
	Pta. Gorda	La Salina	7,90	53,00	51.484	5.736.290
	Ulé	La Salina	14,70	40,64	41.886	-
	Ulé 1/	La Salina	14,50	86,36	57.204	-
	Temblador	Caripito	155,50	58,42	15.572	5.291.370
	Morichal	T. Pta. Cuchillo	70,00	61,00	10.328	1.287.090
	Jusepín	Travieso	26,00	51,00	37.342	12.298.860
	Jusepín	Travieso	26,00	66,04	21.452	7.071.050
Total Lagoven			**748,00**		**425.948**	**59.539.830**
Maraven	Cabimas	Pto. Miranda	44,20	86,36	73.396	15.413.300
	Palmarejo	Cardón	246,50	76,20	45.763	1.207.640
	Pto. Miranda	Cardón	227,50	76,20	43.763	16.922.850
	Bachaquero	Pto. Miranda	105,50	76,20	76.272	20.273.310
	Motatán-2	San Lorenzo K-15	14,50	30,48	11.000	4.099.620
	Mene Grande	Misoa	17,00	30,48	7.945	206.570
	Barúa	Boquete	7,00	20,30	6.356	127.120
	Boquete	K-15	12,00	30,48	9.693	365.470
Total Maraven			**674,20**		**274.188**	**58.615.880**
Corpoven	P.T. Anaco	Pto. La Cruz	100,0	65,04	5.492	13.892.627
			40,64			
	P.T. Anaco	Km 52/Pto. La Cruz	100,0	40,64	5.492	-
			73,00	30,48	inactiva	
	P.T. Anaco	Pto. La Cruz	100,0	40,64	5.492	11.199.272
				30,48		
	P.T. Oficina	Pto. La Cruz	155,57	76,20	67.056	15.683.430
	P.T. Oficina	Anaco	58,00	40,64	7.151	1.247.365
	P.T. Travieso	Pto. La Cruz	152,00	40,64	127.200	43.093.680
			152,00	66,04		
			152,00	76,20		
	Las Palmas	Pto. La Cruz	162,00	40,64	5.244	286.020
	Silvestre	El Palito	338,00	50,80	23.000	8.231.020
	Maya Larga	Silvestre	250,00	50,80	19.704	6.721.470
Total Corpoven			**1.833,21**		**265.831**	**100.354.884**
Bitor	P.T. Oficina 2/	Jose 1/	103,00	91,44	12.712	
			52,00	66,04		
Total Bitor			**155,00**		**12.712**	
Total Venezuela			**3.410,41**		**978.679**	**218.510.594**

1/ Lagoven tramo del proyecto de reemplazo del oleoducto Lagunillas-Ulé seccionando el oleoducto en Ulé. 2/ Bitor transporta Orimulsión®.

Fuente: MEM-PODE,1996, Dirección de Petróleo y Gas, Cuadro N° 38.

II. Gasductos

En todos los capítulos anteriores se ha mencionado el gas como componente esencial de los hidrocarburos y se relacionan diferentes aspectos sobre la asociación del gas con el petróleo, las características de su composición, su comportamiento volumétrico bajo la acción de la presión y la temperatura y su compresibilidad, su contenido de hidrocarburos líquidos, su utilización como energético, el gas en las refinerías y en la petroquímica como materia prima y otros aspectos tecnológicos referentes al manejo y a la utilización del gas. Mucho de lo anteriormente mencionado tiene aplicación en el transporte de gas por gasductos.

Apreciaciones básicas

Corrientemente, en los campos petrolíferos y/o gasíferos se habla de gas de baja, mediana y alta presión. Estas designaciones son importantes porque determinan la capacidad o fuerza propia (presión) de flujo que por sí tiene el gas producido de los pozos. La presión hace posible la recolección del gas y su transmisión por tubería (gasducto) de determinada longitud y diámetro.

El gas de baja presión difícilmente puede ser aprovechado comercialmente. Las razones que se sobreponen a su utilización son técnicas y económicas. Generalmente, el volumen de gas solo o de gas asociado con petróleo que producen los pozos de baja presión es muy poco. Por tanto, la recolección de todo este gas implica cuantiosas inversiones en las instalaciones requeridas para manejarlo, como son: red de tuberías, compresión, medición, tratamiento y transmisión a sitios distantes.

El gas de mediana y alta presión, siempre y cuando los volúmenes sean técnica y económicamente suficientes para ventas durante largo tiempo, ofrecen más posibilidades



Fig. 8-13. En los sitios de entrega de grandes volúmenes diarios de gas se cuenta con instalaciones de medición y control de la eficiencia de las operaciones.

de comercialización si hay mercados que hagan factible el éxito de las inversiones.

El enfoque de los pasos preliminares básicos para la adquisición y preparación de la ruta que debe seguir un gasducto en tierra o costafuera, o combinación de ambas circunstancias, se asemeja a lo mencionado para los oleoductos.

Considerando que el gas se consume en quehaceres industriales y domésticos, al aspecto de su manejo y acondicionamiento para tales fines requiere especial atención a ciertos factores.

Sobre los detalles del uso de la tecnología de diseño y funcionamiento del gasducto y sus instalaciones conexas existen aspectos que requieren tratamientos diferentes al oleoducto, por razones obvias.

Recolección del gas

Si el gas producido viene con petróleo, un cierto número de pozos son conectados a una estación de flujo donde se separa la mezcla de gas y petróleo. El número de estaciones de flujo en el campo depende, naturalmente, de la extensión geográfica del

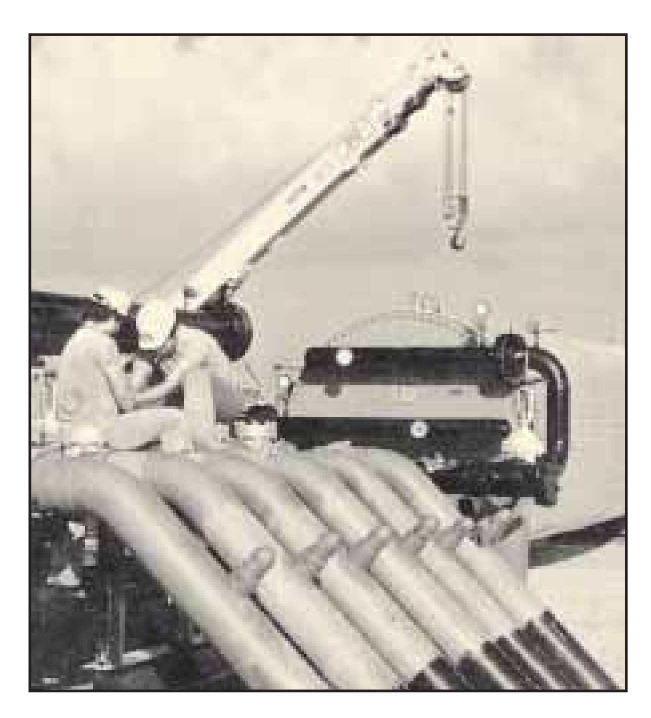


Fig. 8-14. La mezcla de gas y petróleo producida en el campo es llevada por tubería desde el cabezal de cada pozo hasta una estación de separación y recolección.

campo, ya que las distancias entre los pozos y sus correspondientes estaciones deben permitir que el flujo se efectúe por la propia presión que muestran los pozos. Esto representa la fase inicial de la recolección del gas.

El gas separado en cada estación se mide y recolecta para ser pasado por plantas de tratamiento y acondicionamiento para luego ser comprimido a la presión requerida y comenzar su transmisión por el gasducto. El tratamiento y acondicionamiento puede ser la remoción de partículas de agua y sedimentos, sulfuro de hidrógeno, extracción de hidrocarburos líquidos para que el gas tenga finalmente las características y propiedades que lo hacen apto para usos industriales y domésticos.

Si la producción de gas proviene de un yacimiento netamente gasífero, quizás los pozos sean capaces de producir individualmente miles de metros cúbicos diariamente, y para asegurar el volumen de gas requerido sólo un número de pozos sería suficiente para abastecer el gasducto. Esta situación simplifica los aspectos de la recolección, manejo, tratamiento y acondicionamiento del gas en el campo.

Características de las tuberías

Las características de las tuberías para la construcción de gasductos, oleoductos, poliductos y acueductos en la industria petrolera aparecen en las recomendaciones publicadas por el API, como también en los textos y publicaciones especializadas. Las tuberías disponibles son capaces de satisfacer todas las exigencias. La verdadera escogencia está en que la tubería satisfaga los requisitos de funcionamiento y que esto se cumpla con la mayor economía posible de diseño sin comprometer la eficacia de la instalación.

Es menester recordar que cuando se trata de la construcción de este tipo de instalaciones se está haciendo una obra para 15 ó 20 años de servicio. Su funcionamiento está atado a la vida productiva de los yacimientos que sirve.



Fig. 8-15. La separación del gas del petróleo y el posterior tratamiento de cada sustancia permiten que el petróleo sea entregado a los tanqueros en las terminales de embarque. El gas, como líquido, es embarcado en buques cisterna llamados metaneros, de características especiales.

El flujo de gas por gasductos

Para transportar diariamente un determinado volumen de gas de un punto a otro, y posiblemente volúmenes mayores en unos años, se requiere tender un gasducto.

Igual sucede con un oleoducto, un poliducto o un acueducto, para transportar petróleo, productos derivados de los hidrocarburos y agua, respectivamente.

En la industria petrolera, la longitud, el diámetro y la capacidad de los ductos pueden ser respetables: miles de kilómetros, cientos de milímetros de diámetro y millones de metros cúbicos diarios de capacidad. Por ejemplo, los gasductos más grandes del mundo se han tendido en Rusia. Uno de ellos, el de Ugengoi (campo de gas ubicado cerca del golfo de Ob, en la periferia del círculo Artico) a Uzhgorod (en la frontera con Checoslovaquia y a corta distancia de la frontera rusa con Polonia y Rumania) tiene una longitud de 4.620 kilómetros, diámetro de 1.422 milímetros y capacidad diaria de entrega de 110 millones de metros cúbicos de gas para 1987. Esto, en energía equivalente, es igual a transportar, aproximadamente, 670.000 b/d de petróleo. Los clientes para este gas son Checoslovaquia, Austria, Italia, Alemania, Francia, Holanda y Bélgica.

El concepto del flujo de gas por gasducto no difiere del de petróleo por oleoductos, o sea fluido gaseoso y líquido. Sin embargo, debido a las características y propiedades físicas de los gases y de los líquidos hay que tomar en cuenta ciertas diferencias al tratar matemáticamente el comportamiento del flujo de uno y otro por tuberías.

Para el gas natural, se ha derivado un buen número de fórmulas aplicables a las condiciones del flujo. Por tanto, la nomenclatura de las ecuaciones que se utilizan es muy específica en expresar y abarcar determinadas condiciones para casos generales y especiales. La nomenclatura y las ecuaciones se fundamentan en las relaciones entre los siguientes términos:

V Velocidad del gas, metro o pies por segundo.

G Aceleración gravitacional, metros o pies por segundo/segundo.

S Distancia de la caída del cuerpo, metro o pies.

Q Volumen de gas a determinada presión (atmósferas, kg/cm^2 o lppc). Presión de carga y presión de descarga. Volumen en metros cúbicos o pies cúbicos por hora o por día.

d, D Diámetro interno de la tubería, centímetros o milímetros, o pulgadas.

p Caída o descenso de presión, de un punto de la tubería o otro; atmósferas, kg/cm^2 o lppc o centímetros o pulgadas de agua para muy bajas presiones.

S, G Gravedad específica del gas; aire = 1,293 gr/l.

L Longitud de la tubería: km, metros, millas, yardas o pies.

C, K Constante para designar fricción, viscosidad u otra constante, como aspereza interna de la tubería.

T_1,T_2 Temperatura absoluta, grados Celsius o Fahrenheit.

P_o Presión absoluta básica, kg/cm^2, lppc.

P_1 Presión absoluta de entrada o carga; atmósferas, kg/cm^2 o lppc.

P_2 Presión absoluta de salida o descarga; atmósferas, kg/cm^2 o lppc.

T_o Temperatura absoluta básica, grados Celsius o Fahrenheit.

T Temperatura absoluta del gas fluyente, grados Celsius o Fahrenheit.

F Coeficiente de fricción.

R_n $\frac{DUS}{Z}$ utilizado para determinar el coeficiente de fricción (f), mediante gráficos apropiados.

Otros factores que se toman en consideración son los cambios que pudieran darse en diámetros de tuberías, por lo que es necesario convertir los diferentes diámetros y longitudes a equivalentes de una longitud y diámetro común. Además, en todo sistema de flujo, las curvas o cambios de dirección de la tubería, así como accesorios integrales de la tubería: codos, uniones, etc., ofrecen un grado de resistencia al flujo cuyo efecto es equivalente a cierta longitud adicional de tubería. De allí que todos estos detalles sean tomados en cuenta en los cálculos para que el gasducto funcione eficazmente.

En la literatura técnica se encuentran las fórmulas de varios investigadores y autores como Pole, Spon, Molesworth, Cox, Rix, Towl, Unwin, Oliphant, Spitzglass y otras personalidades, y entes como el Bureau de Minas de Estados Unidos, los fabricantes de material tubular, las compañías de servicios petroleros especializadas en transmisión de gas y las empresas de consultoría en la materia. Una de las fórmulas más conocidas es la de T.R. Weymouth, cuyas relaciones fundamentales son como sigue:

$$Q = 18{,}602 \; \frac{To}{Po} \left[\frac{(P^2_1 - P^2_2)D^{5\ 1/3}}{G.T.L.} \right]^{1/2}$$

Sin embargo, como en el diseño de un gasducto hay que tomar en cuenta tantos factores, una sola fórmula no puede abarcar todos los términos y situaciones consideradas. Por tanto, el diseñador recurre a la utilización de varias fórmulas. Con rangos o parámetros determinados para cada caso crítico, se va armando entonces un programa de cálculo general y específico que finalmente da la solución adecuada al problema planteado. Tales soluciones se logran actualmente con gran rapidez y exactitud mediante la utilización de computadoras y graficadores electrónicos.

La compresión del gas

Para enviar gas de un sitio a otro, éste debe tener cierta presión y si no tiene presión suficiente hay que imprimírsela utilizando compresores. Los compresores son máquinas diseñadas y fabricadas de acuerdo con normas técnicas precisas para satisfacer determinados requerimientos de baja, mediana y alta presión, llamadas etapas de compresión.

Ejemplos típicos de compresores sencillos de uso común en la vida diaria son: la bomba utilizada para llenar de aire las llantas de las bicicletas; el compresor que se usa en la estación de servicio para llenar de aire las llantas de los automóviles y la jeringa para aplicar inyecciones hipodérmicas.

Varias de las propiedades y conceptos mencionados en el Capítulo 5 “Gas Natural”, son muy importantes y aplicables en la transmisión de gas por tuberías. Para seleccionar el compresor o compresores requeridos es necesario conocer las siguientes propiedades del gas: peso molecular, gravedad específica, relación de poder calorífico específico, factor de compresibilidad, densidad del gas a condiciones normales y a condiciones de succión. En lo referente a las condiciones de funcionamiento del compresor deben estipularse los siguientes factores: presión de succión, presión de descarga, temperatura del gas succionado, presión básica, temperatura básica, temperatura ambiental, volumen o capacidad de flujo del compresor, caídas de presión en la tubería de succión y en la tubería de descarga, relación de compresión y eficiencia del sistema.

Cuando se comprime gas, se realiza un trabajo mecánico que es equivalente al producto de la fuerza aplicada por la distancia recorrida, o lo que se traduce finalmente en la potencia del compresor, la cual se calcula utilizando las fórmulas matemáticas apropiadas que se fundamentan en los conceptos y propiedades antes mencionadas.



Fig. 8-16. En ciertos sitios en el trayecto terrestre o marítimo se dispone de instalaciones para comprimir y/o tratar el gas natural e impulsarlo hacia los centros de consumo o inyectarlo en los yacimientos.

Corrientemente, cuando se habla de la potencia de una máquina se dice que tiene tantos caballos de potencia o de fuerza. Por definición técnica, en el sistema métrico, un caballo de vapor representa el esfuerzo necesario para levantar, a un metro de altura, en un segundo, 75 kilogramos de peso, o sea 75 kilográmetros. En el sistema angloamericano es equivalente a 550 libras-pie por segundo (HP).

La designación de la potencia, o caballos de fuerza (c.d.f.) o caballos de potencia, es la base para asignar precios de costo a las estaciones completas de compresión requeridas por el gasducto. Esta inversión se expresa en Bs./c.d.f. o $/HP. Durante el período 1° de julio de 1994 a 30 de junio de 1995 (Oil and Gas Journal, 27 de noviembre de 1995, p. 46), según permisos de construcción otorgados en los Estados Unidos por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), el precio mínimo y máximo de instalación de compresores para ductos fue desde $314 hasta $5.286 por caballo de fuerza. El costo promedio fue $1.390 por c.d.f. y la distribución porcentual del costo fue así: equipo y materiales 52,4; mano de obra 17,4; terreno para erección de la estación 1,7; misceláneos (levantamiento topográfico, ingeniería, supervisión, financiamiento, administración y contingencia) 28,5.

Esta información es muy útil si se considera que la construcción de gasductos en Venezuela requiere de ciertos equipos y materiales importados. Naturalmente, el tipo y las características de las máquinas escogidas (compresores/turbinas), como también las condiciones geográficas (transporte, construcción de la estación, emplazamiento del equipo y accesorios afines) influyen marcadamente en los costos. De todas maneras, se apreciará que el costo del equipo de compresión instalado de por sí representa una cifra millonaria. En el caso de gasductos de gran diámetro y de miles de kilómetros de longitud, que necesariamente requieren máquinas de compresión de muy alto caballaje, la inversión por este concepto es respetable. Para este tipo de proyecto se está considerando el diseño y manufactura de compresores de 16.000 a 33.525 c.d.f.

Para apreciar la aplicación y la regulación de la presión en la transmisión de gas por tuberías, basta con pensar en el sistema de servicio directo de gas doméstico que llega a los hogares venezolanos. El gas proviene de los campos petroleros, ubicados a mucha distancia de las ciudades en la mayoría de los casos. En los campos se le imprime al gas determinada alta presión para lograr su transmisión, y en tramos específicos del gasducto se refuerza la presión (por compresión) para que siga fluyendo a determinada velocidad y volumen hacia el punto de entrega en la periferia de la ciudad, donde el gasducto se conecta con la red de distribución de gas de la ciudad. Al entrar el gas en la red de distribución comienza a regularse su presión, de manera que todos los sectores de la ciudad dispongan de un adecuado suministro. El gas que se consume en los quehaceres domésticos entra al hogar a muy baja presión, presión que a la vez es

regulada a niveles más bajos mediante el ajuste de los controles que tienen los equipos que funcionan a gas (cocina, calentadores de agua, acondicionadores de aire, etc.). Así que, de presiones de cientos de kilogramos/centímetro cuadrado durante el recorrido del campo a la ciudad, finalmente, la presión del gas en el hogar puede estar entre 124 y 500 gramos de presión por encima de la atmosférica.

La medición del gas

A todo lo largo de las operaciones de producción, separación, acondicionamiento, tratamiento y transmisión de gas, se reciben y despachan volúmenes de gas que deben ser medidos con exactitud para cuantificar el flujo en distintos sitios.

Debido a las propiedades y características del gas, su volumen es afectado por la presión y la temperatura. De allí que, para tener un punto de referencia común, el volumen de gas medido a cualquier presión y temperatura sea convertido a una presión base y a una temperatura base que, por ejemplo, podrían ser una atmósfera y 15,5 °C, o a más de una atmósfera y temperatura ligeramente mayor. El todo es ceñirse a una norma para que no haya discrepancias al considerar varios y diferentes volúmenes de gas medidos a presiones y temperaturas diferentes.

En el sistema métrico, el gas para la venta se mide en metros cúbicos. En el sistema angloamericano en pies cúbicos. Un metro cúbico es equivalente a 35,2875 pies cúbicos. Otra manera de ponerle precio al gas para la venta en los mercados internacionales se basa en el poder calorífico del gas. Generalmente se indica el precio por millón de B.T.U. (Unidad Térmica Británica). Una B.T.U. es igual a 0,252 kilo-caloría.

Para medir el gas de baja presión que se entrega a los consumidores, generalmente se utilizan medidores de lectura directa, fabricados de metal. Estos medidores tienen varios círculos graduados (relojes contadores) que, a medida que haya flujo, por medio de una aguja, marcan y totalizan el volumen de la corriente de gas.

Los relojes marcan, respectivamente, fracciones de la unidad de volumen, unidad de volumen, miles, diez miles, cien miles y millones de unidades. Corrientemente, en los Estados Unidos, el gas para uso doméstico o industrial se vende a tantos dólares por cada mil pies cúbicos. En Venezuela se vende a tantos céntimos o bolívares por metro cúbico.

La mecánica del medidor de gas se asemeja mucho a otros tipos de medidores de servicios, como el medidor de agua y el medidor de electricidad.

Para los casos en que los volúmenes de consumo de gas o baja presión sean muy elevados, como en algunos talleres y fábricas, entonces se instalan medidores de alta capacidad. Estos medidores son provistos de dispositivos que marcan la presión gráficamente y el volumen entregado queda inscrito en los relojes contadores. De suerte que por estos registros se puede disponer de datos permanentes para verificar el comportamiento del flujo.

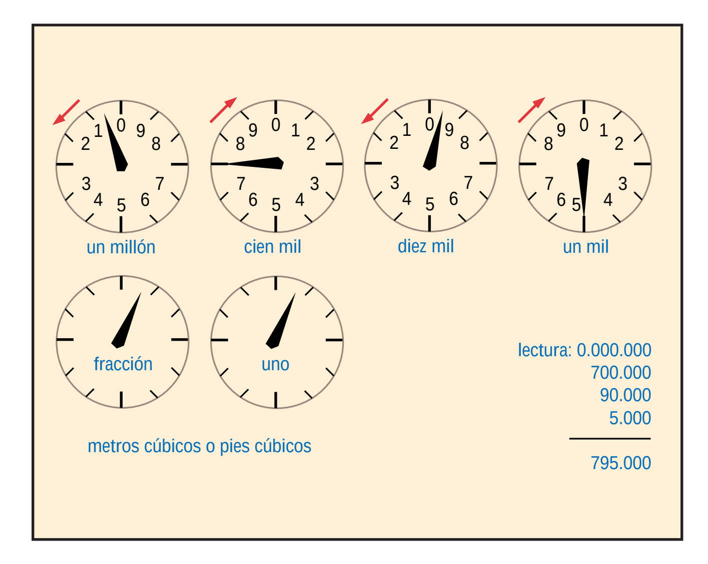


Fig. 8-17. Serie de círculos de lectura que conforman el medidor de gas utilizado en ciertos sitios para contabilizar el consumo.

Los adelantos en la medición del flujo de gas por tuberías se deben a los perseverantes esfuerzos de los hombres que manejan las operaciones de campo y a las contribuciones de los investigadores que en los laboratorios de flujo han diseñado y experimentado con instalaciones similares y/o totalmente avanzadas. De todo esto han surgido como dispositivos clásicos el tubo de Venturi, creación del físico italiano G.B. Venturi († 1822), la boquilla o tobera y el disco plano de orificio.

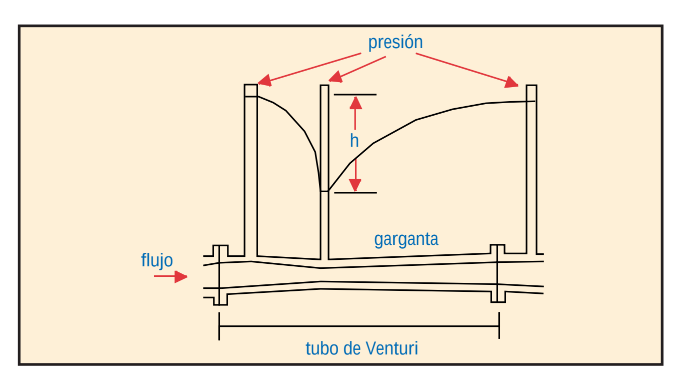


Fig. 8-18. Dispositivo para medir flujo por diferencial de presión y es parte del ducto (tubo de Venturi).

El tubo de Venturi y la boquilla o tobera tienen aplicaciones prácticas en la medición de fluidos, pero la configuración, la lisura de la superficie interna y otros detalles de confección les restan ciertos atributos que son difíciles de evitar e influyen sobre las características del flujo.

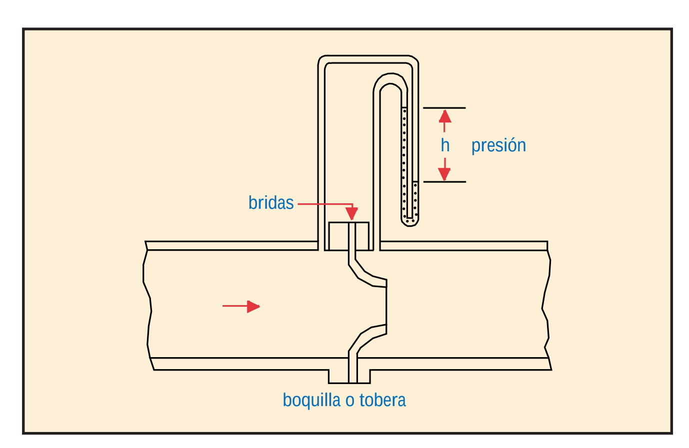


Fig. 8-19. Medidor de flujo por diferencial de presión utilizando una boquilla o tobera.

Para medición de altos volúmenes de gas se usa el medidor de orificio. Este tipo de instalación requiere mucha atención en lo referente al diseño, funcionamiento y mantenimiento de sus componentes, no obstante ser una instalación sencilla y específicamente en lo referente a la abertura de un círculo (orificio) perfecto en el centro del disco metálico.

El cálculo del volumen de flujo por el orificio se fundamenta en los conceptos y principios de la física que rigen la dinámica del flujo y las relaciones entre el orificio y la tubería.

El disco metálico debe ser instalado de tal manera que el centro del diámetro de la tubería y del orificio sean el mismo. Las bridas sirven para unir herméticamente las secciones de tubería y mantener el orificio bien sujeto.

Cuando hay flujo por la tubería, corriente arriba en la zona cercana al orificio se crea un aumento de presión y corriente abajo en la zona cercana al orificio se aprecia una disminución de la presión. A cierta distancia más allá de la salida del flujo por el orificio se registra luego un aumento de presión, como se muestra en el dibujo. Esta diferencia de presiones es la base para los cálculos del flujo.

Para medir las presiones se instala en la tubería un medidor. Los componentes

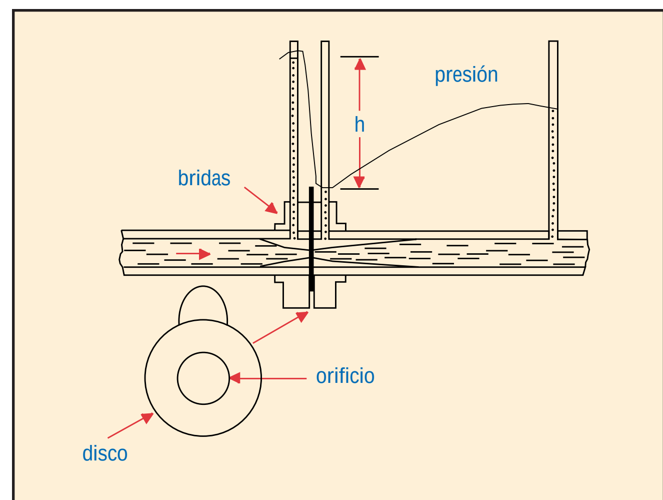


Fig. 8-20 Medición de flujo mediante el uso del orificio.

esenciales del medidor son un mecanismo de reloj que hace girar una carta circular o disco de cartulina delgada, debidamente graduado para girar una revolución completa durante tiempo determinado; las dos plumillas que, conectadas al mecanismo articulado interno del medidor, se mueven radialmente, según los cambios de presión, e inscriben sobre la carta un registro permanente de la presión diferencial y de la presión estática durante todo el tiempo del flujo.

El cálculo del volumen de gas se hace mediante la aplicación de fórmulas matemáticas como la siguiente:

$$Q = C \sqrt{h_w P_f}$$

En la que:

Q = Volumen de gas por hora o por día, en metros cúbicos (o pies cúbicos) a una presión y temperatura básicas correspondientes a C.

C = Coeficiente a determinar, correspondiente al diámetro del orificio utilizado.

h_w = Presión diferencial en centímetros (o pulgadas) de agua.

P_f = Presión estática absoluta del gas en kg/cm^2 (o lppc).

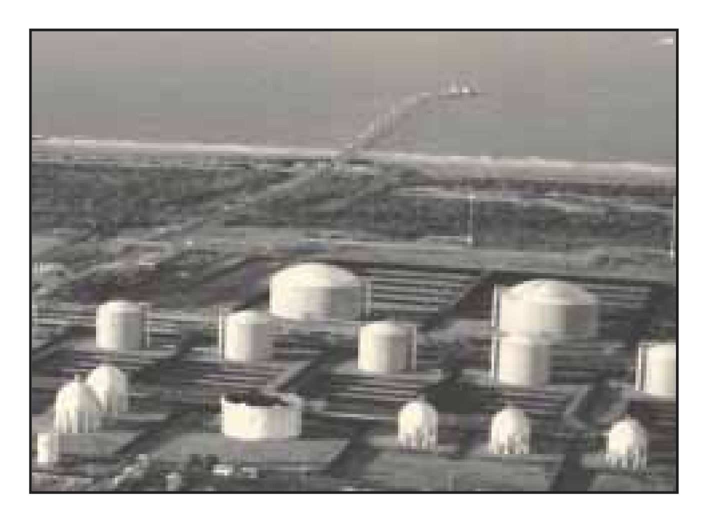


Fig. 8-21. Instalación de almacenamiento de líquidos del gas natural en Jose, estado Anzoátegui.

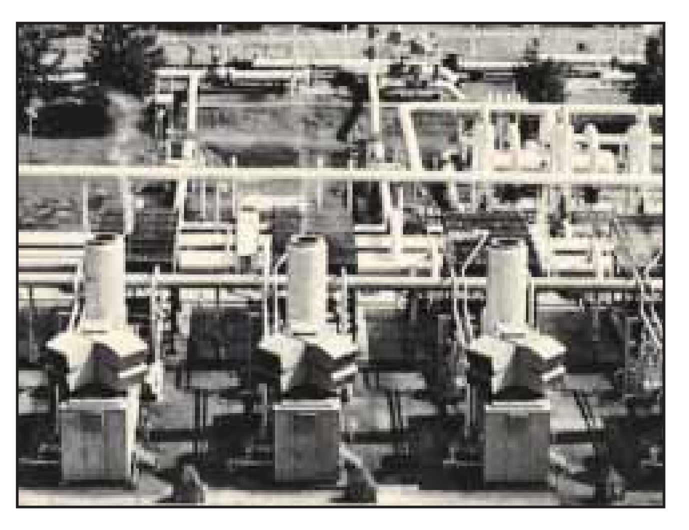


Fig. 8-22. Instalaciones para el manejo de gas proveniente de yacimientos petrolíferos y/o gasíferos.

En la práctica, para realizar los cálculos se emplean tablas de extensiones, que contienen la expresión que multiplicada por C da el volumen de gas medido que corresponde a la sumatoria promedio del intervalo de tiempo y presiones graficadas en el disco.

El coeficiente C se obtiene de la relación directa de multiplicación de los siguientes factores:

• El factor básico de flujo del orificio, que se calcula tomando en cuenta el peso del volumen unitario y la gravedad específica del gas.
• El número de Reynolds.
• El factor de expansión.
• El factor de la presión básica.
• El factor de la temperatura básica.
• El factor de la temperatura durante el flujo.
• El factor de la gravedad específica.
• El factor de la supercompresibilidad.

Como podrá apreciarse, para la determinación de cada uno de estos factores hay que tomar en cuenta ciertos aspectos físicos y las características de los elementos de la instalación y del propio gas. Para manejar este tipo de instalaciones en todos sus aspectos, lo mejor es consultar la información que sobre la

materia publican las casas editoras especializadas, las asociaciones de profesionales petroleros y las empresas de servicios petroleros especializadas en esta rama específicamente.

La Figura 8-23 muestra una instalación de un medidor de orificio, que tiene opción de funcionar midiendo las presiones desde sitios ubicados en las bridas o desde sitios ubicados en el propio cuerpo de la tubería, corriente arriba y abajo desde el orificio. Para el diseño de la instalación existen normas y recomendaciones que cubren las relaciones de diámetros de orificio y tuberías, y tubería y conexiones, así como las distancias de las conexiones en la tubería corriente arriba y abajo del orificio. De igual manera existen detalles que deben cubrirse respecto al funcionamiento y mantenimiento de los elementos.

El manejo del gas natural, en todos sus aspectos, representa una actividad o rama muy importante de los hidrocarburos. Y son parte fundamental de esa actividad el transporte y la medición del gas, los cuales requieren la atención de un gran número de personas de diferentes disciplinas y experiencias en diferentes áreas: producción, transporte, refinación, petroquímica, mercadeo.

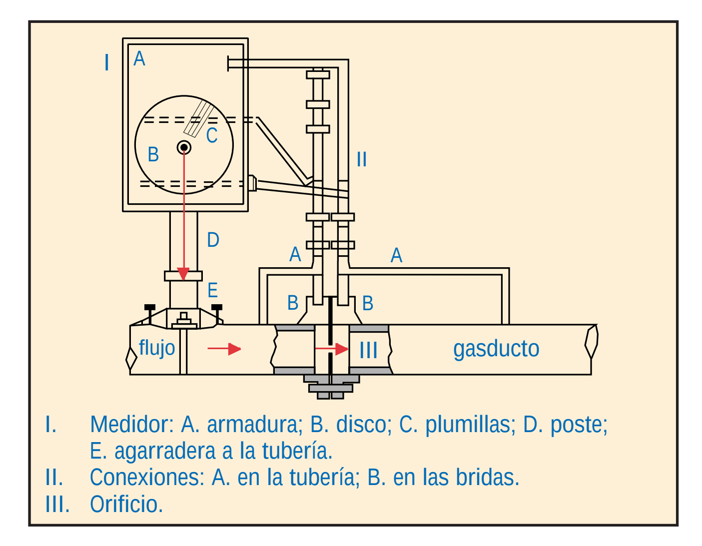


Fig. 8-23. Instalación y componentes básicos de medición de gas por orificio.

Tabla 8-6. Principales gasductos existentes en Venezuela al 31-12-1996

Empresa	Desde	Hasta	Longitud km	Volumen diario transportado Mm³
Corpoven	Sistema Centro 1/		2.236,30	7.968.285,0
	Sistema Oriente 2/		790,00	7.699.276,0
Total Corpoven			**3.026,30**	**15.667.561,0**
Maraven	Pto. Miranda 3/	Cardón	218,90	
	Sistema Noreste del Lago 4/		232,00	748.761,0
	Sistema Central del Lago 5/		341,00	1.699.565,0
	Casigua	La Fría	270,00	61.196,0
Total Maraven			**1.061,9**	**2.509.522,0**
Lagoven	Quiriquire	Caripito	19,60	
	Boquerón/Toscana	Jusepín	45,50	205.574,0
	Orocual/Toscana	Jusepín	26,00	996.347,0
	Ulé	Amuay (N° 1)	238,00	27.285,0
	Ulé	Amuay (N° 2)	240,00	-
	Piedritas	Veladero	240,00	-
Total Lagoven			**585,10**	**1.229.206,0**
Total Venezuela			**4.673,3**	**19.406.289,0**

1/ Incluye los tramos: Anaco-Caracas, Sta. Teresa-Guarenas, El Cují-Litoral, Caracas-Valencia, Encrucijada/Morros-San Sebastián, Guacara-Morón, Morón-Barquisimeto, Lechozo-Charallave, Charallave-Figueroa, Charallave-Valencia y Nurgas. 2/ Incluye los tramos: Anaco-Pto. Ordaz, Anaco-Pto. La Cruz, M. Juan-Sta. Bárbara, La Toscana-Zinca y Guario-Merecure. 3/ Volumen incluido en el Sistema Central del Lago. 4/ Incluye los tramos: Puerto Miranda-La Paz, Mara-El Comején-Mara, La Paz-Sibucara, Palmarejo-Sibucara, Sibucara-S. Maestra, La Paz-S. Maestra, La Concepción- Boscán, La Lomita-Bajo Grande, Est. A-4-Boscán. 5/ Incluye los tramos: Bloque IV-San Lorenzo, El Boquete-San Lorenzo, San Lorenzo-Mene Grande, Bloque I-Las Morochas, Las Morochas-Lagunillas, Las Morochas-Tía Juana, Lago I-La Pica, Bloque I-La Pica, La Pica-El Tablazo, El Tablazo-Pagline, Bloque IX-La Pica.

Fuente: MEM-PODE, 1996, Dirección de Petróleo y Gas, Cuadro N° 46.

III. Tanqueros

En 1880 la producción mundial de crudos llegó a 82.241 barriles diarios y los Estados Unidos, además de ser el gran productor, incursionaba sostenidamente en el transporte fluvial y marítimo del petróleo, que ya se perfilaba como materia y carga importante en el comercio internacional.

Para la época, el transporte de petróleo se hacía en buques para carga sólida y pasajeros. Los hidrocarburos se envasaban en barriles o se depositaban en tanques inadecuadamente diseñados e instalados en los buques. El manejo de esta carga inflamable era tan rudimentario y las medidas de seguridad tan precarias que los incendios y las pérdidas llamaron poderosamente la atención, concluyéndose que la respuesta a esas tragedias estaba en el diseño y la construcción de una nave específica para tales fines. Y fue por ello que surgió el tanquero petrolero a finales del siglo XIX.

El tanquero petrolero original

El primer tanquero petrolero fue el "Gluckauf" (Buena Suerte) diseñado por W.A. Riedeman, transportista alemán de petróleo, y construido en 1885 en los astilleros de New-



Fig. 8-25. A medida que aumentó el volumen de petróleo que requería ser transportado en barcos, evolucionó la tecnología de construcción de tanqueros.

castle-Upon-Tyne de la firma británica Sir W.G. Armstrong Whitworth and Company, Ltd. Este buque fue la respuesta inicial a las características de seguridad planteadas por la industria petrolera y el transporte marítimo y oceánico.

El "Gluckauf" tenía 91,5 metros de longitud (eslora), capacidad de 2.307 toneladas brutas y velocidad de 10,5 nudos o millas náuticas. Sus tanques se podían llenar y vaciar utilizando bombas.

Concebido el primer modelo, como lo fue la construcción del "Gluckauf", la arquitectura y la ingeniería navales comenzaron luego a compilar experiencias y a expandir sus



Fig. 8-24. El "Gluckauf", primer tanquero petrolero, construido en 1885.

conocimientos para responder a una variedad de conceptos y relaciones sobre las características de los tanqueros del futuro inmediato, tales como:

• Tonelaje y velocidad (economía).

• Distribución de la carga (tanques).

• Carga y descarga (muelle, bombeo e instalaciones auxiliares).

• Seguridad de la carga durante la navegación (movimiento del barco, condiciones atmosféricas).

• Expansión y contracción de la carga debido a sus características (almacenaje).

• Comportamiento de la nave durante la navegación en condiciones atmosféricas extremas, en cuanto a temperatura, tormentas (diseño y estructura).

• Dispositivo de seguridad (detectores, alarmas, apagafuegos, etc.).

• Instalaciones y comodidades (para la tripulación).

• Características de la nave y las terminales petroleras alrededor del mundo (muelles, calado, seguridad).

Todos los factores antes mencionados cobraron mayor atención al correr del tiempo. Por ejemplo, el canal de Suez fue abierto al tráfico marítimo en 1869, y originalmente tuvo una profundidad de ocho metros. Luego, el 1° de enero de 1915, fue inaugurado el canal de Panamá, que permite la interconexión entre el océano Pacífico y el mar Caribe mediante la navegación por medio de esclusas.

Una de las inconveniencias que presentaban los primeros tanqueros petroleros era que estaban dedicados al transporte exclusivo de un tipo de carga muy específica y sucedió que por mucho tiempo navegaban de un sitio a otro haciendo viajes sencillos sin tener carga similar que llevar de regreso. Naturalmente, tal circunstancia influía sobre la eficiencia operacional y el aspecto económico del transporte.

Identificación visual de los buques

En la jerga marítima mercante y en la conversación corriente, generalmente todo buque se identifica por su nombre y nacionalidad o bandera. Además, todo buque, bajo su nombre inscrito en la popa, lleva el nombre de su puerto sede. Pero todo buque, por su silueta, tiene también otras características que sirven para identificarlo por el tipo de servicio que presta: carguero, tanquero, metanero, minero, trasatlántico, turismo, etc. Sin embargo, hay dos características: el tonelaje de desplazamiento y las toneladas de peso muerto. Estas toneladas usualmente se miden en toneladas largas, equivalentes a 2.240 libras por tonelada larga (1,01818 tonelada métrica), que dan idea más concreta sobre el tipo o clase de buque.

El tonelaje de desplazamiento es el peso de un buque, que es igual al peso del agua que desplaza (principio de Arquímedes).

Las toneladas de peso muerto (TPM) son el peso de la carga más todos los pesos variables del buque, tales como el combustible, aceite, provisiones, agua, etc.

La velocidad del buque, siempre expresada en el término marítimo de nudos o millas náuticas (la milla náutica internacional es equivalente a 1.852 metros), da idea del tiempo que tomaría para viajar de un puerto a otro y no se aprecia a menos que se sepa o se observe el buque navegando a su máxima velocidad. Generalmente, los tanqueros no son veloces, por razones obvias.

La capacidad de carga y la velocidad, como se verá más adelante, son dos factores muy importantes, y más cuando se trata del servicio que prestan los tanqueros alrededor del mundo.

Hay otras dos marcas de identificación de los buques que ayudan a visualizar sus características de carga y para la navegación. En la proa y en la popa llevan una columna de números que indica el calado, por el

cual se puede apreciar la profundidad que alcanza la parte sumergida en el agua. En los costados, y a mitad de la longitud del buque, se podrá observar la marca o círculo de Plimsoll, que sirve para indicar la profundidad máxima a la cual puede legalmente ser cargado el buque.

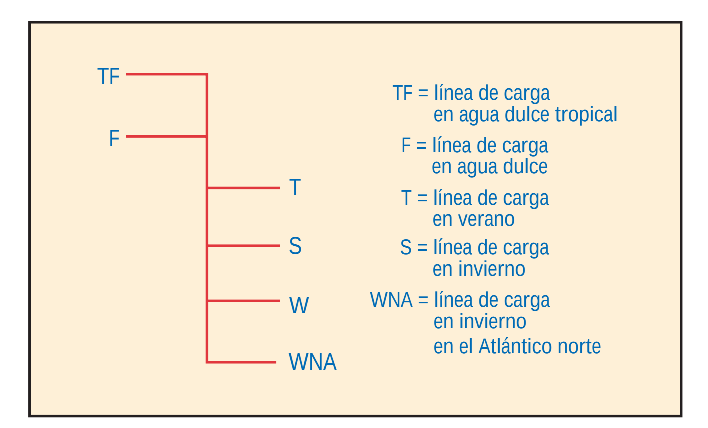


Fig. 8-26. Línea Plimsoll.

Esta marca se debe a Samuel Plimsoll (1824-1898), líder inglés de las reformas de la navegación marítima, quien en su obra “Our Seamen” (“Nuestros Marinos”, 1872) dio a conocer los peligros y las condiciones de tráfico marítimo para la época. Sus observaciones y recomendaciones fueron tomadas en cuenta en los tratados internacionales de navegación. En el círculo de Plimsoll aparecen las iniciales de la sociedad clasificadora del buque, pudiéndose así identificar las normas y reglas de construcción utilizadas.

Además, casi todas las empresas navieras de carga y/o pasajeros y las empresas independientes transportistas de hidrocarburos y las mismas petroleras identifican sus buques por medio de emblemas y/o marcas que se destacan en la chimenea del buque. Algunas empresas anteponen, para mejor identificación, el nombre de la empresa al nombre del buque.

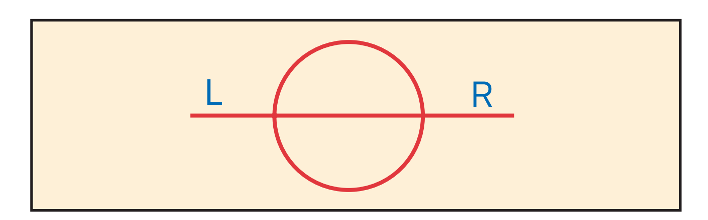


Fig. 8-27. Emblema que indica el registro del buque por Lloyd.

Evolución del tanquero

Después de la Primera Guerra Mundial (1914-1918) hubo necesidad de disponer de buques de mayor capacidad para viajes más largos. En 1920 la producción mundial de petróleo llegó a 1.887.353 b/d, equivalente a unas 265.413 toneladas largas diarias, y como podrá apreciarse, una buena parte de este petróleo, como crudo o como refinado, debía ser transportado por tanqueros a través de todos los mares.

Se escogió como deseable el tanquero de 13.000 toneladas de peso muerto y velocidad de 11 nudos. Para entonces las empresas petroleras internacionales poseían y operaban la mayoría de los tanqueros existentes.

Durante el período 1920-1940, la industria petrolera mundial creció significativamente y la producción alcanzó 5.889.920 b/d equivalente a 828.283 toneladas largas diarias. Este sostenido incremento en la producción de petróleo requirió también una flota mayor de tanqueros. Efectivamente, en 1939, al comienzo de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), la flota mundial de tanqueros tenía una capacidad de 11.586.000 toneladas, o sea 16,9 % de toda la flota marítima mundial. Si se toma en cuenta que el tanquero tipo de la época era el de 13.000 toneladas, el tonelaje mundial de tanqueros era equivalente a unos 891 buques. Pero durante la Segunda Guerra Mundial se diseñó y construyó con éxito un nuevo tipo de tanquero, que hasta ahora ha servido de referencia y de comparación equivalente para los que se han construido después. Este tanquero, el T-2, tenía las siguientes características básicas: longitud (eslora) 159,45 m; calado: 9,15 m; peso muerto: 16.700 toneladas (145.158 barriles de petróleo); velocidad: 14,6 nudos.

Si se compara este tanquero con los dos tanqueros básicos anteriores y se establece su equivalencia se apreciará que por tonelaje y velocidad ninguno de los dos igualaba al T-2.

Ejemplo:

$$\frac{\text{Gluckauf}}{\text{T-2}} = \frac{\text{2.307 toneladas x 10,5 nudos}}{\text{6.700 toneladas x 14,6 nudos}} = 0{,}0993$$

Por tanto, puede decirse que el antiguo “Gluckauf”, era, aproximadamente, un décimo del T-2. O a la inversa, el T-2, por su tonelaje y velocidad correspondería a una superioridad equivalente 10 veces mayor.

Si se considera y compara el segundo tanquero tipo, el de 13.000 toneladas y 11 nudos de velocidad, construido después de la Primera Guerra Mundial, se apreciará que este buque representó aproximadamente 0,586 T-2.

Terminada la Segunda Guerra Mundial, el restablecimiento de las relaciones comerciales normales impuso un acelerado ritmo a todas las actividades. La industria petrolera retomó su camino y todas sus operaciones (exploración, perforación, producción, transporte, refinación, petroquímica, mercadeo y comercialización) se aprestaron debidamente para responder a los retos inmediatos y futuros. El petróleo y sus derivados fueron elementos básicos para los programas de reconstrucción de las naciones afectadas directamente por la guerra y para todo el resto en general. La importancia del petróleo y sus derivados y, por ende, el transporte por tanqueros, como también la producción y exportación de Venezuela, pueden apreciarse por las siguientes cifras, que cubren la primera década después de la Segunda Guerra Mundial.

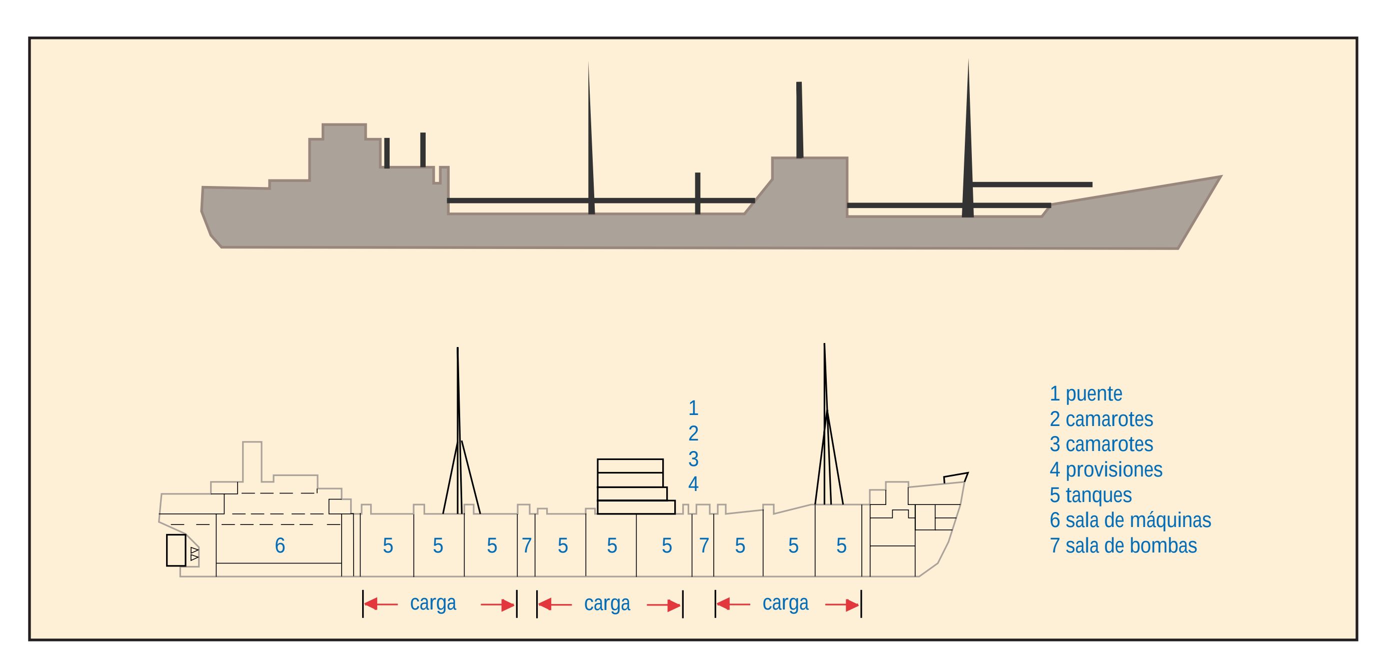


Fig. 8-28. Compartimientos estanco de un tanquero de los primeros modelos.

Tabla 8-7. Producción mundial de petróleo y la flota petrolera

	1945	1947	1949	1951	1953	1955
Mundo, MBD	7.109	8.280	9.326	11.733	13.145	15.413
Venezuela, MBD	886	1.191	1.321	1.705	1.765	2.157
Venezuela, MBD (1)	870	1.161	1.260	1.612	1.662	2.024

(1) Exportación directa de crudos y productos.

Tabla 8-8. Flota petrolera mundial

	1945	1947	1949	1951	1953	1955
N° tanqueros	1.768	1.868	1.955	2.131	5.502	2.681
TPM, miles	21.668	23.585	24.932	28.255	35.732	41.623
Velocidad promedio, nudos	12,67	13,1	13,1	13,3	13,6	14,0
Tanqueros equiv. al T-2	1.129,2	1.271,4	1.152,3	1.544,1	2.003,5	2.398,1

Fuentes: MEM-PODE, 1980.
API-Petroleum Facts and Figures: 1945, 1947, 1961, 1967, 1971.

Los supertanqueros

Inmediatamente después de terminada la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), la industria petrolera en general reactivó todas sus operaciones. Todo el cuadro de pronósticos hacía patente que el transporte marítimo petrolero requeriría mayor número y mejores buques para reemplazar los tanqueros de preguerra y muchos de los utilizados durante la guerra. El tanquero tipo T-2 paulatinamente fue desapareciendo y finalmente quedó como buque de referencia.

En efecto, los armadores independientes, como Stavros Spyros Niarchos, Aristóteles Onassis, Daniel K. Ludwig, S. Livanos y otros, fueron los iniciadores de la nueva etapa, ordenando la construcción de buques más modernos y de mayor tonelaje. Los siguientes ejemplos dan idea de cómo empezó el desarrollo de los supertanqueros:

Al correr de los años aparecieron los gigantes de las clases o tipos de 100.000, 200.000, 300.000, 400.000 y cerca de 500.000 toneladas de peso muerto, como el Globtik Tokyo (1973) de 483.664 toneladas, de la Norop Tankers Corporation. Años después (1979), fue construido el Appama, renombrado luego Seawise Giant, propiedad de la Universal Carriers Inc., y cuyas características eran (1982) las más grandes para buques mayores de 500.000 toneladas. Tonelaje: 555.843 TPM; calado: 24,61 m; longitud total: 458,45 m; manga extrema (ancho) 68,87 m; velocidad: 15,5 nudos; número de tanques centrales y laterales: 12 y 16, respectivamente; capacidad de carga: 4.226.000 barriles; lastre permanente: 448.990 barriles; capacidad de bombeo (agua) con cuatro bombas: 22.000 toneladas por hora: potencia del eje impulsor: 50.000 HP (c.d.f.), y propela a 85 r.p.m.; consumo diario de combustibles por las máquinas:

Tabla 8-9. El tiempo y el tanquero de mayor tonelaje

Año	Tanquero	Tonelaje	Propietario
1948	Bulkpetrol	30.000	Ludwig
1951	World Unity	31.745	Niarchos
1954	World Glory	45.509	Niarchos
1954	Al-Awal	46.500	Onassis
1956	Spyros Niarchos	47.750	Niarchos
1956	Universe Leader	84.750	Ludwig

205 toneladas; almacenaje tope de combustible: 13.951 toneladas. Haciendo comparación, este gigante era equivalente a 35,3 tanqueros T-2.

Además, las empresas petroleras comenzaron también a ampliar y a modernizar sus flotas, contribuyendo así a la disponibilidad de una capacidad de transporte cada vez mayor.

En general, el transporte petrolero lo hacen las empresas con buques propios y/o alquilados. Y para satisfacer la variedad de requerimientos de tonelaje específico y el tipo de carga, hay toda clase de tanqueros, desde los de pequeña capacidad (menos de 6.000 TPM) hasta los de más de medio millón de toneladas. En el lenguaje de transporte marítimo petrolero hay tanqueros para llevar carga seca/petróleo, minerales/petróleo como también los metaneros, asfalteros y los requeridos para productos de la petroquímica. La carga constituida por petróleo crudo y productos negros se denomina “sucia” y aquella representada por gasolinas y destilados se llama carga “limpia”. De allí que a los tanqueros se les identifique por el tipo de carga como buque para carga sucia o carga limpia.

Además, muchos barcos sufren averías que los imposibilitan para continuar en servicio y varios otros se hunden por colisión o fallas estructurales. Año a año, la composición de la flota cambia y está detallada en el Registro de Tanqueros (compilación y publicación hecha por H. Clarkson & Company Limited, de Londres). Este registro recoge la información de los tanqueros de todas las naciones y además incluye una amplia serie de gráficos, tablas y pormenores sobre las características de cada tanquero activo.

Tabla 8-10A. Flota mundial de tanqueros

	1992	1993	1994	1995	1996
(1) Número de tanqueros	3.177	3.198	3.192	3.200	3.241
(2) Tonelaje, MTPM	274.342	280.109	278.181	277.362	281.396

Tabla 8-10B. Países con mayor número de tanqueros y tonelaje

Liberia	(1)	546	516	812	522	527
	(2)	58.452	56.762	57.297	59.046	59.164
Estados Unidos	(1)	234	224	218	197	198
	(2)	14.538	13.353	12.203	11.238	11.256
Noruega	(1)	221	209	202	194	195
	(2)	21.417	20.295	19.192	18.817	18.979
Panamá	(1)	294	322	323	345	362
	(2)	30.484	34.942	34.659	35.966	37.983
C.E.I.	(1)	91	89	199	66	62
	(2)	3.279	3.102	3.231	2.576	2.290
Grecia	(1)	202	233	235	228	223
	(2)	22.442	26.220	26.973	25.554	25.347
Inglaterra	(1)	120	98	97	92	91
	(2)	15.376	10.158	10.211	9.546	9.205
Italia	(1)	85	83	86	81	75
	(2)	4.143	3.780	4.058	3.816	3.559
Total	**(1)**	**1.793**	**1.774**	**2.172**	**1.725**	**1.733**
	(2)	**170.131**	**168.612**	**167.824**	**166.559**	**167.783**
Porcentaje B/A	(1)	56,4	55,5	68,0	53,9	53,5
	(2)	62,0	60,2	60,3	60,0	59,6

MTPM = miles de toneladas de peso muerto; C.E.I = ex URSS.

Fuente: MEM-PODE, 1996, Cuadro N° 135.

La flota petrolera mundial es inmensa y representa por sí sola una actividad que sobrepasa las operaciones de las flotas mercante y de guerra de muchos países juntos. Para tener una idea de la composición de la flota petrolera mundial ver Tablas 8-10 (A y B).

Es sobresaliente que al correr de los años los grandes tanqueros de 100.000 TPM y más representen un buen porcentaje de la flota. Generalmente, la flota está constituida por buques de distintos tonelajes cuyos rangos pueden estar entre las siguientes clasificaciones de TPM:

6.000	-	19.999
20.000	-	29.999
30.000	-	49.999
50.000	-	69.999
70.000	-	99.999
100.000	-	199.999
200.000	-	239.999
240.000	-	y más

Para dar una idea de la distribución y propietarios de tanqueros, se ofrece la siguiente información:

El canal de Suez y los tanqueros

Son importantísimas las influencias y las proyecciones que sobre el tráfico marítimo petrolero emergieron de los sucesos ocurridos en el canal de Suez durante 1956 por la nacionalización del canal y en 1967 por los enfrentamientos árabe-israelí. Veamos:

En 1955, por el canal de Suez pasaron 448 millones de barriles de petróleo del Medio Oriente hacia Europa. Este volumen representó el 59,1 % de todo el petróleo despachado por esa zona hacia las naciones de Occidente. Además, ese volumen de petróleo fue el 66 % de toda la carga que pasó por el canal ese año.

Estos dos hechos destacan la importancia del canal como acceso a Europa y la importancia del petróleo como parte del consumo total de energía de las naciones europeas y como componente del tráfico marítimo internacional por el canal.

Los datos son relevantes, porque, como se verá más adelante, los acontecimientos que tuvieron lugar en el canal fueron fundamentales para el aceleramiento del desarrollo de las tecnologías requeridas para la cons-

Tabla 8-11. Distribución de la flota petrolera mundial, 1996

		Propietarios				
		Compañías petroleras	Compañías independientes	Gobiernos	Otros	Total
(1) Tanqueros		1.020	2.054	98	69	**3.241**
(2) Tonelaje, miles toneladas peso muerto		84.192	185.274	2.862	9.068	**281.396**
Porcentaje	(1)	31,5	63,4	3,0	2,1	**100,00**
	(2)	30,0	65,8	1,0	3,2	**100,00**

Fuente: MEM-PODE, 1996, Cuadro N° 136.

trucción de tanqueros de mayor tonelaje primeramente y luego los supertanqueros.

Hasta 1956, la profundidad del canal de Suez sólo permitía el paso de tanqueros de hasta 30.000 toneladas, pero algunos de los nuevos tanqueros de tonelaje ligeramente mayor lo cruzaban siempre que no fueran cargados a su entera capacidad. Ese año, Egipto decretó la nacionalización del canal y esta acción alteró momentáneamente el tráfico de buques de todo tipo. Sin embargo, la experiencia vivida alertó a la industria petrolera y a los transportistas de petróleo sobre un cierre prolongado del canal. Tal situación obligaría a todos los tanqueros, como sucedió años más tarde, a tomar la vía marítima larga por el cabo de Buena Esperanza, dando la vuelta por Africa para llegar a Europa y los Estados Unidos. En realidad, los tanqueros de gran tonelaje que se construyeron después de 1948 eran cada vez más grandes y la gran mayoría no podía ser admitida por el canal, por tanto se tenía ya suficiente experiencia de navegación alrededor del cabo. Pero la alternativa involucra distancias mayores, como puede observarse en el ejemplo que ofrece la Tabla 8-12.

Las distancias muy largas de navegación tienen mucha influencia sobre las características de los buques y las modalidades del servicio: tonelaje del tanquero, tiempo de viaje, costos y gastos de operaciones, fletes, inversiones y rentabilidad. Adicionalmente a estos factores, se presenta la consideración de la disponibilidad de grandes terminales (puertos petroleros) para acomodar los tanqueros gigantes durante sus operaciones de carga y descarga.

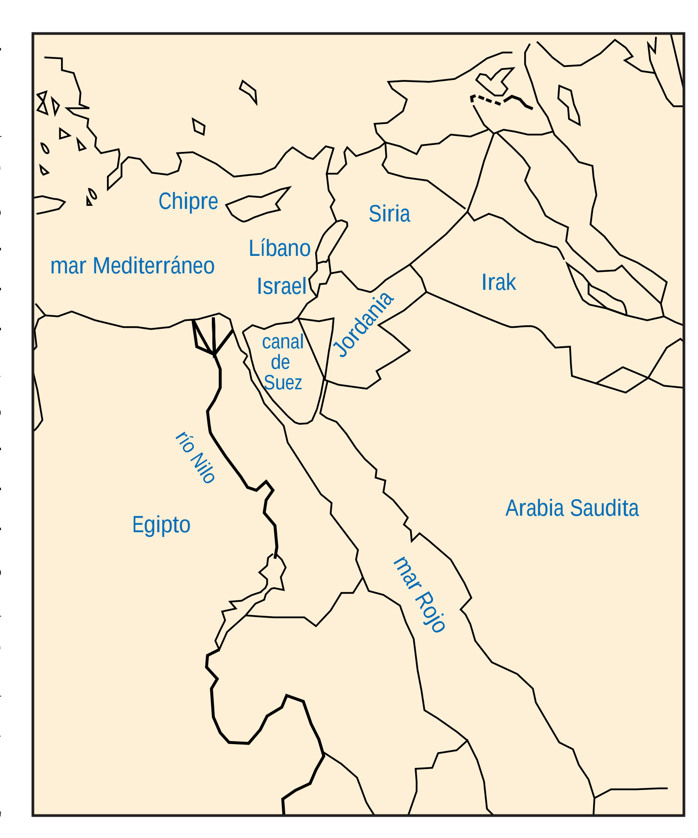


Fig. 8-29. El canal de Suez es vía indispensable para el tráfico marítimo y especialmente para los hidrocarburos que se exportan hacia Europa desde los campos petrolíferos del Medio Oriente.

Afortunadamente, el episodio de la nacionalización del canal de Suez no tuvo mayores consecuencias y el tráfico fue restituido pronto. No obstante, la preocupación de no contar permanentemente con el canal no se disipó sino que más bien constituyó un fundamento para proseguir con la construcción de los supertanqueros.

Tabla 8-12. Viajes desde el Medio Oriente: Rastanura

	Ida y vuelta*		Ida y vuelta	
A	Vía Suez, MN	Días	Vía El Cabo, MN	Días
Nueva York	8.290	46,0	11.815	65,6
Rotterdam	6.605	36,7	11.330	62,9
Southampton	6.220	34,6	10.995	61,1

* A velocidad de 15 nudos.

MN= millas náuticas.



Fig. 8-30. El canal de Panamá es otra vía muy importante para el tráfico marítimo convencional y petrolero.

Durante 1956, la producción petrolera mundial alcanzó 16,8 millones de barriles diarios y la flota petrolera acusó 28,2 millones de toneladas, equivalente a 26,8 % del tonelaje de todos los buques del transporte mundial.

Luego del cierre temporal (1956), el fondo del canal fue ensanchando y ahondado para dar paso a buques hasta de 45.000 toneladas.

Lo que se temía sucedió, es decir, sobrevino un cierre prolongado del canal que lo mantuvo fuera de servicio desde el 6 de junio de 1957 hasta el 4 de junio de 1975, debido a la Guerra Arabe-Israelí de los Seis Días, que dejó 10 barcos hundidos en diferentes sitios de la vía de 161 kilómetros de longitud, 120 metros de ancho y 14 metros de profundidad. Este acontecimiento justificó y aceleró la construcción de los supertanqueros, que cada vez eran de mayor tonelaje, e intensificó el tráfico marítimo y especialmente el petrolero alrededor del cabo. Además, como consecuencia de todo esto, empezaron a aparecer las superterminales petroleras en varias partes para acomodar a los grandes tanqueros y manejar los enormes volúmenes de carga y descarga de petróleo.

La importancia de los tanqueros ha llegado a ser tal que, en determinadas circunstancias, la falta de capacidad de almacenaje en

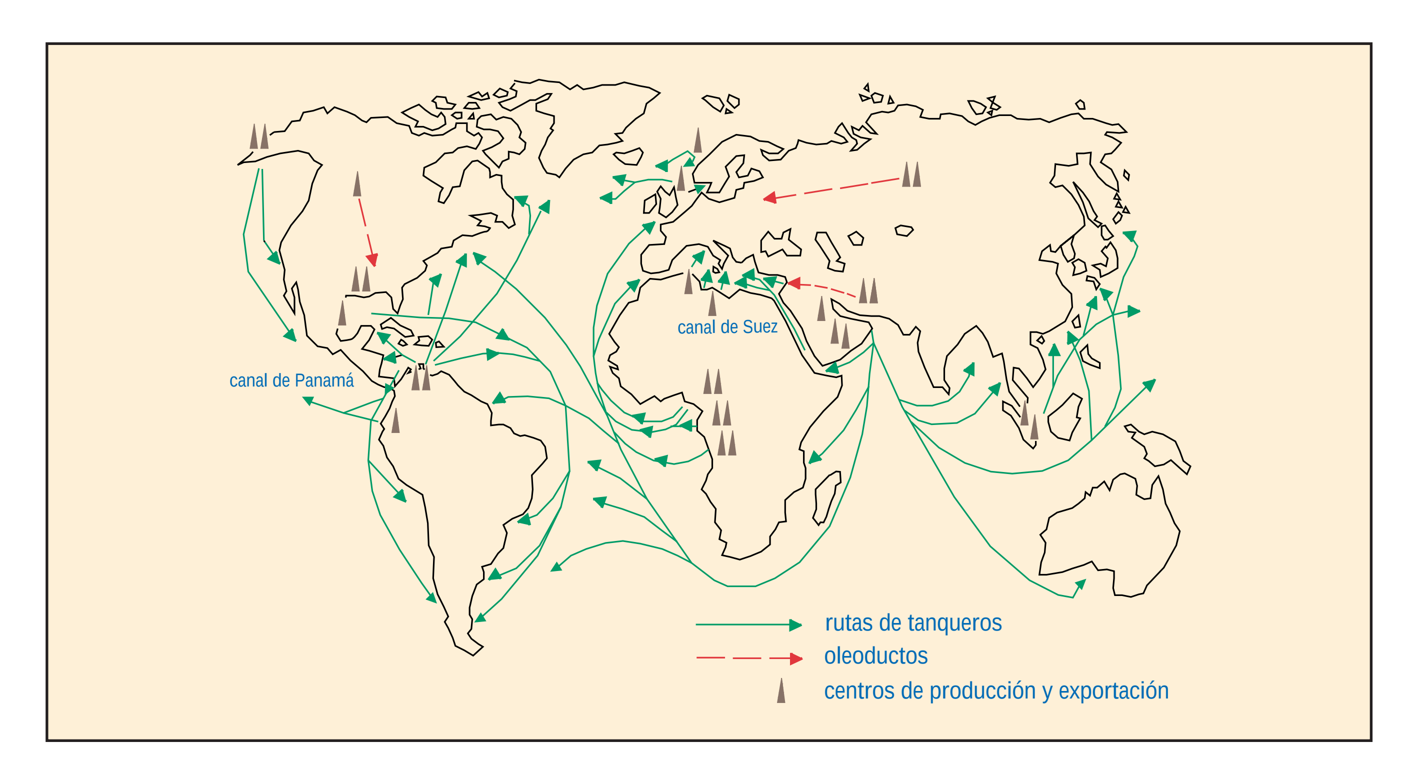


Fig. 8-31. El transporte de crudos y productos refinados se realiza continuamente las veinticuatro horas de cada día. En 1995, la producción diaria mundial de petróleo fue de 61.410.000 barriles.

diversos sitios del mundo ha sido solucionada temporalmente mediante la utilización de tanqueros, especialmente los de gran tonelaje.

Fletamento y fletes

El fletamento representa en las transacciones navieras el documento mercantil que especifica el flete. Y el flete es el precio estipulado que se paga por el alquiler de un buque o parte de él para llevar carga de un sitio a otro.

Generalmente, en la industria petrolera, la gran mayoría de las empresas, y especialmente las que manejan grandes volúmenes de crudos y/o productos propios, u obtienen de terceros volúmenes de crudos y/o productos, tienen su propia flota, pero además alquilan o utilizan buques de los transportistas independientes cuando las circunstancias lo requieran.

Sin embargo, la disponibilidad de tanqueros en determinado período puede ser fácil o difícil, de acuerdo con la oferta y la demanda de petróleo en los mercados mundiales. Cuando se reduce la demanda, el requerimiento de tanqueros tiende a bajar y, por ende, los fletes disminuyen. Al contrario, cuando se produce una demanda excesiva de transporte los fletes aumentan.

La contratación de tanqueros, de acuerdo con las normas y relaciones tradicionales entre transportistas independientes y la industria, se rige por ciertas modalidades. Ejemplos: determinado buque puede ser contratado con el fin de hacer un viaje sencillo para llevar un cierto volumen de crudo y/o productos de un puerto a otro, de acuerdo con un contrato de fletamento. O el buque puede ser utilizado para hacer un viaje de una terminal a otra y de ésta a otra para llevar en ambos casos determinados volúmenes de carga. En ocasiones se opta por el alquiler de tanqueros por determinado número de viajes o de tiempo. En algunas circunstancias se puede optar por alquilar un buque durante cierto tiempo sin tripulación y el arrendatario asume la responsabilidad de manejarlo como si fuera propio. Otras veces, el tanquero puede ser arrendado para ser utilizado como tanque de almacenamiento en determinado puerto o sitio.

El costo o flete de transporte de la tonelada de hidrocarburos refleja la situación mundial de la demanda, como se mencionó antes. El flete es el precio que dentro de la competencia de la oferta y la demanda de tanqueros hace que el transportista pueda mantenerse solvente, siempre y cuando su flota ofrezca las características deseadas y la administración de la flota sea eficaz. Este es un servicio muy competido.

El dueño de tanqueros, sea empresa petrolera con flota propia o empresa transportista independiente, incurre en una variedad de desembolsos: inversiones, seguros, sueldos, salarios y bonificaciones al personal, mantenimiento y reparaciones de buques, depreciación, avituallamiento y otras provisiones, sobrecostos, combustible y afines, derechos de puerto y de tránsito por canales.

Por todo esto, cada buque debe mantenerse navegando y transportando carga el mayor número de días posible anualmente, por aquello de “barco parado no gana flete”. Las experiencias derivadas del transporte marítimo petrolero, las circunstancias, los adelantos en el diseño y la construcción de buques, la cambiante composición de la flota y los aportes de los dueños de tanqueros y de los usuarios han contribuido, conjuntamente con entes gubernamentales, a la estructuración y aplicación de los fletes.

En este aspecto han sido importantes las contribuciones del Ministerio Británico de Transporte (M.O.T.); de la Comisión Marítima Estadounidense (U.S.M.C.) y las de agentes y corredores de tanqueros de Londres y de Nueva York. Para el tráfico de cabotaje de tanqueros en los Estados Unidos se aplica desde

1956 la tarifa de fletes ATRS (American Tanker Rate Schedule). A lo largo de los años se diseñaron otras modalidades de tarifas para el transporte marítimo internacional y, finalmente, en 1969, se produjo la llamada Escala Nominal Mundial de Fletes de Tanqueros (Worldwide Tanker Nominal Freight Scale, comúnmente designada Worldwide Scale) aceptada por todo el mundo.

Así como el T-2 es el buque clásico de comparación entre buques, para la determinación del flete básico, en dólares estadounidenses por tonelada, de manera que en cualquier ruta el dueño del tanqueros reciba la misma rentabilidad, se escogió el buque de las siguientes características:

1. TPM (en verano), toneladas	19.500
2. Calado (agua salada en verano), metros	9,3
3. Velocidad, nudos	14
4. Consumo de combustible en puerto, T/D*	5
5. Consumo de combustible en alta mar, T/D*	28
6. Estadía en puerto, horas**	96
7. Arrendamiento fijo, $/D	1.800
8. Corretaje, %	2,5

* Combustóleo de alta viscosidad, 180 centistokes.
** Sólo para el propósito de cálculos (considerar otros aspectos sobre puertos, canales). Este tanquero es equivalente a 1,12 T-2.

La escala mundial de fletes ("Worldscale") se revisa dos veces al año para incluir todos aquellos cambios y condiciones que afectan los fletes y el tráfico de tanqueros. Además, si mientras tanto se producen modificaciones o enmiendas, se notifica apropiadamente a los interesados. El manual de referencia contiene información sobre los fletes vigentes que abarcan unos 1.400 puertos y terminales petroleras de distintas características en todo el mundo.

Como el tráfico de tanqueros está sometido a una variedad de condiciones y circunstancias, la tarifa básica Worldscale representa 100 y las fluctuaciones por encima o por debajo de esa base se especifican en tanto por ciento. Así que el Worldscale 140 o Worldscale 80 significan 140 % u 80 % de la tarifa.

Puertos/terminales

Los puertos y las terminales marítimas y fluviales petroleras se rigen por las leyes de cada país y por los acuerdos internacionales que sobre la navegación y materias afines hayan acordado las naciones signatarias.

Como se ha podido apreciar, la flota petrolera mundial está compuesta por una cantidad de buques de variado tonelaje y características que hacen imposible que todos los puertos y terminales puedan recibir a todos los buques. Hay limitaciones de calado y de muelles que imposibilitan atender a todos los buques y más al tratarse de los supertanqueros de dimensiones y características excepcionales. Para estos supergigantes existen contadas terminales que en sí representan puntos de transbordo de carga, donde pueden almacenarse varios millones de barriles de petróleo para luego cargar tanqueros de menor tonelaje con destino a otros puertos.

Para mantener debidamente informados a los usuarios de los puertos petroleros se recopila y publica oportunamente informa-

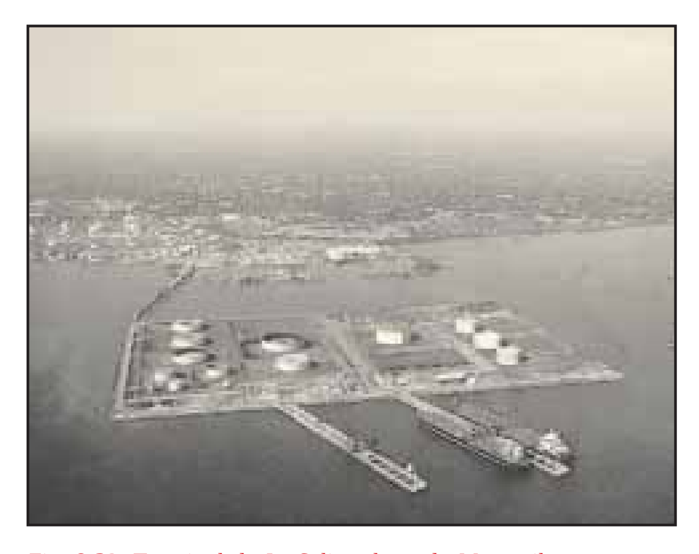


Fig. 8-32. Terminal de La Salina, lago de Maracaibo.

ción detallada que contiene datos y pormenores sobre:

• Localización geográfica (longitud y latitud).

• Autoridad portuaria (reglamentos y ordenanzas).

• Servicios de pilotaje.

• Ayudas a la navegación (radio, faros, boyas).

• Servicios de remolcadores (atraque y desatraque, anclaje).

• Características máximas de los buques aceptables (eslora, manga, calado).

• Instalaciones para carga y descarga (muelles, bombeo, deslastre).

• Operaciones nocturnas.

• Normas de seguridad.

• Servicios (agua, combustible, avituallamiento, hospedaje en tierra, atención médica, etcétera).

• Medidas contra la contaminación ambiental.

• Información meteorológica.

Para los casos de vías marítimas de tránsito como son el canal de Suez y el canal de Panamá, existen regulaciones especiales para garantizar la seguridad del tráfico y de las instalaciones debido a la profundidad de las aguas, longitud y ancho de la vía. Si los buques van cargados o en lastre y van en una u otra dirección (Norte-Sur/Sur-Norte) se deben tomar en cuenta la eslora, la manga y el calado, como también las indicaciones referentes a la velocidad del buque durante el viaje por estas vías. Por razones obvias, las medidas de seguridad son muy estrictas.

Abanderamiento de buques

Todos los tanqueros tienen nacionalidad y están provistos de la documentación necesaria que acredita su bandera. También, un buque de nacionalidad extranjera puede ser registrado bajo la bandera de otro país, y a este abanderamiento se le conoce como bandera de conveniencia.

El servicio mercante es muy competido y por razones de los bajos impuestos con que algunas naciones pechan esta actividad han logrado abanderar un respetable número de tanqueros.

Es interesante destacar que por orden de tonelaje, y en ciertos casos por número de buques, el mayor porcentaje de las flotas está registrada en países que no producen petróleo y son importadores netos de hidrocarburos de toda clase: Liberia, Japón, Grecia, Panamá y Singapur.

Los más grandes productores de petróleo del mundo: la C.E.I. (ex URSS), Arabia Saudita y Estados Unidos que durante 1995 promediaron conjuntamente 21,6 millones de barriles diarios de petróleo (equivalente a 35,1 % de la producción mundial), tienen en conjunto 19,6 y 9,6 % de los buques y del tonelaje de la flota, respectivamente. Sin embargo, debe mencionarse lo siguiente: Rusia exporta grandes volúmenes de crudo hacia Europa por oleoductos; Arabia Saudita, uno de los más grandes exportadores de petróleo del mundo, tiene una flota de 12 barcos, y sus exportaciones las transportan, mayoritariamente, buques de otras banderas; los Estados Unidos, además de ser gran productor, es un gran consumidor de hidrocarburos que importa diariamente grandes volúmenes mediante la utilización de buques de otras banderas y sus exportaciones de crudos y productos son ínfimas. No obstante, el tráfico de cabotaje de tanqueros estadounidenses es respetable y todo el petróleo de Alaska, cuya producción es de aproximadamente 1,5 millones de barriles diarios (05-1995), se transporta por tanqueros.

Las flotas petrolera y mercante representan para cada país un apoyo naval que en breve plazo puede ser movilizado y adscrito a las fuerzas militares en caso de emergencias. Por esta razón, muchas potencias se preo-



Fig. 8-33. Disposición de tanqueros cargando o descargando en las instalaciones de la terminal del Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

cupan porque dichas flotas mantengan sus buques en adecuadas condiciones de servicio y sean manejados por personal competente.

IV. La Flota Petrolera Venezolana

La Primera Guerra Mundial (1914-1918) retardó en cierto modo y por razones obvias el inicio de las actividades petroleras venezolanas en gran escala. Precisamente, el descubrimiento en 1914 del gran campo petrolífero de Mene Grande, estado Zulia, mediante el pozo Zumaque-1, abierto por la Caribbean Petroleum Company (Grupo Royal Dutch/Shell), no empezó a tomar auge sino en 1917 cuando por primera vez empezó a enviarse crudo venezolano a Curazao desde San Lorenzo.

La flota del lago

Los embarques se hacían utilizando dos gabarras de madera de 300 toneladas cada una llevadas por los remolcadores “Sansón” y “Don Alberto”. La distancia entre San Lorenzo y Curazao es de 320 millas náuticas y el viaje redondo tomaba entonces de siete a ocho días, dependiendo de las condiciones atmosféricas, que si eran malas se requería más tiempo y a veces los remolcadores y las gabarras sufrían averías. Se podrá apreciar que la navegación era muy lenta, la velocidad de esos remolcadores estaba entre 3,3 y 3,8 nudos por hora para el viaje de ida y vuelta.

El desarrollo de las operaciones petroleras venezolanas confirmó en poco tiempo las amplias perspectivas de producción de la cuenca geológica de Maracaibo y para la década de los años veinte la exportación de crudos requirió mejores y más amplios medios de transporte.

Barcos de guerra en desuso, de pequeño calado y de 500 toneladas de capacidad, fueron reacondicionados para el servicio de transporte petrolero bajo bandera holandesa, desde el lago hasta Curazao y Aruba.

La “flota del lago” creció en consonancia con los aumentos de producción y de exportación de crudos. La navegación por el golfo de Venezuela y por la garganta de entrada y salida al lago de Maracaibo, representada por el trecho Cabimas-Isla de Zapara, constituía para la época 67,5 millas náuticas de recorrido peligroso. Las barras en la boca del lago ofrecían profundidades de agua de casi un metro a 5,25 metros. Además, las mareas, las corrientes, el movimiento de sedimentos y



Fig. 8-34. Buque Maritza Sayalero, transportador de productos de PDV Marina.

los cambios atmosféricos eran factores que contribuían a la peligrosidad de la navegación como también a la limitación del calado de los buques y, por ende, su tonelaje. Sin embargo, con el correr de los años el tonelaje de los buques fue incrementándose de 300 a 500, 1.200, 2.000 y 4.000 toneladas a medida que el Gobierno Nacional y las empresas petroleras conjugaban esfuerzos para ahondar el canal de navegación y disponer el debido señalamiento para el tráfico de los buques, como también otras normas de seguridad.

Los trabajos de mejora de seguridad de la navegación por el golfo de Venezuela y la garganta del lago de Maracaibo se intensificaron después de la Segunda Guerra Mundial. Y con la creación del Instituto Nacional de Canalizaciones en 1952 se logró ahondar más el canal externo y el interno para permitir el tránsito de buques de mayor tonelaje. Para 1954 ya entraban y salían tanqueros de 15.000 toneladas. Más tarde, para 1959, la flota venezolana de tanqueros fue modernizada y aumentada con buques de hasta 45.057 toneladas, gracias a los continuos trabajos de profundización de los canales y puertos petroleros en el lago de Maracaibo.

La flota remozada

Para 1973 la flota petrolera venezolana había adquirido un perfil y dimensiones diferentes. Estaba compuesta por buques entre los cuales se contaban algunos que podían hacer viajes internacionales, no obstante que su principal función había sido, básicamente, el servicio costanero venezolano y cuando más por el mar Caribe.

Las siguientes Tablas 8-13 y 8-14 dan idea de la composición de la flota para los años 1973 y 1984.

Tabla 8-13. La flota petrolera venezolana en vísperas de la nacionalización de la Industria

		Características 1973				
Empresa	**Buque**	**(1)**	**(2)**	**(3)**	**(4)**	**(5)**
CVP	Independencia I	29.700	10	15,6	1973	2
	Independencia II	29.700	10	15,6	1973	2
		59.400				
Creole	ESSO Amuay	37.200	11,36	15,0	1960	15
	ESSO Caripito	37.200	11,36	15,0	1960	15
	ESSO Caracas	40.925	11,34	15,0	1959	16
	ESSO Maracaibo	40.925	11,34	15,0	1959	16
	ESSO La Guaira	10.905	6,82	12,0	1954	21
		167.155				
Shell	SHELL Amuay	34.904	10,95	14,5	1960	15
	SHELL Aramare	35.070	10,95	14,5	1960	15
	SHELL Mara	45.057	11,65	16,0	1958	17
	SHELL Charaima	15.100	8,31	12,5	1954	21
	SHELL Caricuao	14.671	8,31	12,5	1954	21
		144.802				
Mobil	NAVEMAR	54.307	12.65	16,0	1961	14
Total		**425.664**				

(1) TPM.
(2) calado, metros.
(3) velocidad, nudos.
(4) año de construcción.
(5) años de servicio.

Fuente: MMH, Carta Semanal N° 25, 21-06-1975.

Al aproximarse la nacionalización de la industria petrolera (1975), la flota tenía 13 barcos con un total de 425.664 toneladas y de ellos 10 buques con quince y más años de servicio. Prácticamente 85 % de las unidades necesitaban reemplazo por tiempo de servicio.

Después de la nacionalización, varios buques viejos fueron retirados de servicio y reemplazados por unidades nuevas que rebajaron substancialmente el total de años acumulados de servicio y aumentaron en 91,2 % el tonelaje total de la flota. En 1975, la edad global de la flota era de ciento noventa años pero en 1984 la flota fue complemente remozada. La suma de años de servicio de 20 barcos era de ochenta y dos años, y otros dos más nuevos no habían cumplido todavía un año navegando. El esfuerzo de Petróleos de Venezuela y sus filiales por contar con una flota más grande apuntaba a la nueva orientación de adquisición de más clientes y mayor participación en los mercados petroleros.

Tabla 8-14. Características de la flota petrolera venezolana al 31-12-1984

Empresa	Buque	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Corpoven	Independencia I	B	29,5	10,93	16,0	1973	11
	Independencia II	B	29,3	10,93	15,6	1973	11
			58,8				
Lagoven	Paria	N	45,6	10,06	15,0	1983	2
	Moruy	B	45,5	10,06	15,0	1983	1
	Santa Rita	B	32,0	11,30	16,0	1978	6 (+)
	Quiriquire	B	32,0	11,30	16,0	1978	6 (+)
	Caripe	N	53,7	11,60	16,0	1981	3 (+)
	Sinamaica	N	53,7	11,60	16,0	1981	3
	Ambrosio	N	61,2	11,58	15,6	1984	1
	Morichal	N	61,2	11,58	15,6	1984	0
	Inciarte	N	15,0	8,50	14,0	1984	0
	Guanoco	N	15,0	8,50	14,0	1983	1
			414,9				
Maraven	Caruao	B	31,9	11,33	15,7	1978	6
	Pariata	B	31,9	11,33	15,7	1978	6 (+)
	Transporte XX	B	19,9	8,15	7,0	1974	10
	Murachi	N	60,6	12,90	16,0	1981	3 (+)
	Urimare	N	60,6	12,90	16,0	1981	3
	Borburata	N	30,7	0,35	14,0	1981	3
	Yavire	GLP	8,0	7,60	15,0	1983	1
	Paramacay	GLP	8,0	7,60	15,0	1983	1
	Intermar Trader*	N/B	44,6	11,4	15,0	1982	1
	Intermar Transporter*	N/B	44,7	11,4	15,0	1982	1
			340,5				
Total propia/arrendada*			**814,2**				

(1) tipo de cargamento: blanco, negro, gases licuados del petróleo.
(2) peso muerto, miles de toneladas métricas.
(3) calado, metros.
(4) velocidad, nudos/hora.
(5) año de construcción.
(6) años de servicio.

Barcos retirados de servicio (+).

Fuente: Coordinación de Comercio y Suministro/Gerencia de Transporte Marítimo/PDVSA.

Creada PDV Marina

El crecimiento, el desarrollo y la importancia de las actividades petroleras de mercadeo de PDVSA y sus filiales condujeron a que la casa matriz aprobara en 1988 el plan rector de la flota, con miras a reemplazar viejas unidades y a expandir la capacidad de transporte marítimo nacional e internacional.

Visión, misión y estrategia

En 1988 las ventas diarias internacionales de PDVSA fueron de 1,24 millones de barriles de productos y 372.000 barriles de crudos. La visión, misión y estrategia comercial de Venezuela apuntaba a participar más en los mercados internacionales de productos derivados de petróleo.

Al efecto, para la fecha, la propiedad accionaria de PDVSA en cuatro refinerías de la República Federal de Alemania, dos en Estados Unidos, dos en Suecia y una en Bélgica y una arrendada en las Antillas Holandesas (Curazao) equivalía a que de una capacidad total instalada de 1.333 MBD le correspondía una participación de 796.720 b/d. Razón más que sobrada para que un gran exportador de petróleo como Venezuela tuviese una flota cónsona con sus compromisos empresariales.

Consolidación de la flota

• 24 de agosto de 1990. PDVSA y su filial Interven (inversiones en el exterior) crearon a **Venfleet Ltd**.

• 29 de noviembre de 1990. PDVSA creó a PVD Marina y le traspasó Venfleet Ltd.

• 06 de diciembre de 1991. PDV Marina creó a **Venfleet Lube Oil**.

• 28 de mayo de 1992. PDV Marina creó a **Venfleet Asphalt**.

• 1° de septiembre de 1992. Se integraron las flotas de las filiales Corpoven, Lagoven y Maraven, y los servicios portuarios para formar las propiedades de PDV Marina.

Lo que recibió PDV Marina de las filiales y cómo quedó constituida la nueva flota se resume en la tabla que sigue:

Tabla 8-15. Características de la nueva flota petrolera bajo PDV Marina

1992		1996	
Empresa	**Unidades**	**PDV Marina**	
Lagoven	10 tanqueros 7 remolcadores 3 lanchas	25 tanqueros 4 producteros 17 remolcadores 13 lanchas de apoyo	
Maraven	8 tanqueros 5 remolcadores		
Corpoven	2 tanqueros 5 remolcadores 5 lanchas		
PDV Marina	1 tanquero 8 tanqueros en construcción		
Personal		**Personal**	
Marinos tanqueros	1.069	Tanqueros	746
Soporte oficinas	285	Gestión y soporte	415
Agenciamiento	27	Agenciamiento, remolcadores y lanchas	372
Marinos remolcadores y lanchas	355		
Total	**1.736**	**F/h efectiva**	**1.533**

Fuente: PDV Marina, 1996.



Fig. 8-35. Tanquero Zeus de la flota Lakemax de PDV Marina para el transporte de crudos.

Por razones del servicio y de las características de los barcos, PDV Marina agrupa sus buques así:

• Flota Lakemax: conformada por los tanqueros Zeus, construido en 1992, y los otros siete: Proteo, Icaro, Parnaso, Teseo, Eos, Nereo y Hero, construidos en 1993, en los astilleros de la Hyundai, en Corea del Sur. Todos pertenecen a la filial Venfleet. Son utilizados para el transporte de crudos y poseen cada uno las siguientes características comunes:

- TMPM (toneladas métricas de peso muerto): 99.500
- Calado, metros: 12,9
- Velocidad, nudos/hora: 15

Además, la flota para crudos cuenta con los tanqueros cedidos a PDV Marina por Lagoven (ver Tabla 8-14): **Ambrosio**, **Morichal**, **Paria** y **Sinamaica**, y por Maraven: **Murachi**.

• Flota para transportar productos: la forman el **Moruy** (ex Lagoven), el **Caruao** (ex Maraven) y el Caura, y los bautizados en honor a las reinas de belleza Susana Duijm, Pilín León, Bárbara Palacios y Maritza Sayalero. Miles de toneladas de peso muerto total (MTPM): 301,1. Para transportar asfalto están los barcos **Guanoco** e **Inciarte**, de 15,7 y 15,4 MTPM, respectivamente. Los cargueros de GLP son el **Paramacay** y el **Yavire**, de 11,8 MTPM cada uno.

Alcance de las actividades

PDV Marina como parte integral del negocio petrolero y filial de PDVSA atiende al servicio de cabotaje en el país mediante las entregas de cargamentos de productos, gases licuados del petróleo, líquidos de gas natural, asfalto y crudos. Además, cubre las entregas de hidrocarburos crudos y derivados en los mercados de Suramérica, el Caribe, Norteamérica, Europa y Asia.

Por las características operativas de las unidades de la flota, el personal de PDV Marina tiene que ajustarse y cumplir con las regulaciones siguientes:

Internas: Ley Penal del Ambiente; Ley de Navegación, Código de Comercio y Plan Nacional de Contingencia.

Externas: Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLA); Ley Federal de Estados Unidos de Norteamérica, OPA-90, respecto a navegación marítima; Código Internacional de Gestión de Seguridad (I.S.M.C); Certificado de Gestión de Seguridad; Convenio Internacional sobre las Normas de Formación, Titulación y Guardia para la Gente de Mar (S.T.C.W. 1995).

Tabla 8-16. Plan de actividades de PDV Marina

	1995		2000	
	MBD	%	MBD	%
Volumen total transportado	671	25	1.113	31
Servicio de cabotaje	196	47	418	100
Exportaciones	475	22	695	22
Flota controlada por PDV Marina	**Número de unidades**			
Tanqueros	24		41	
Remolcadores	17		19	
Lanchas	8		15	

Fuente: PDV Marina, 1996.

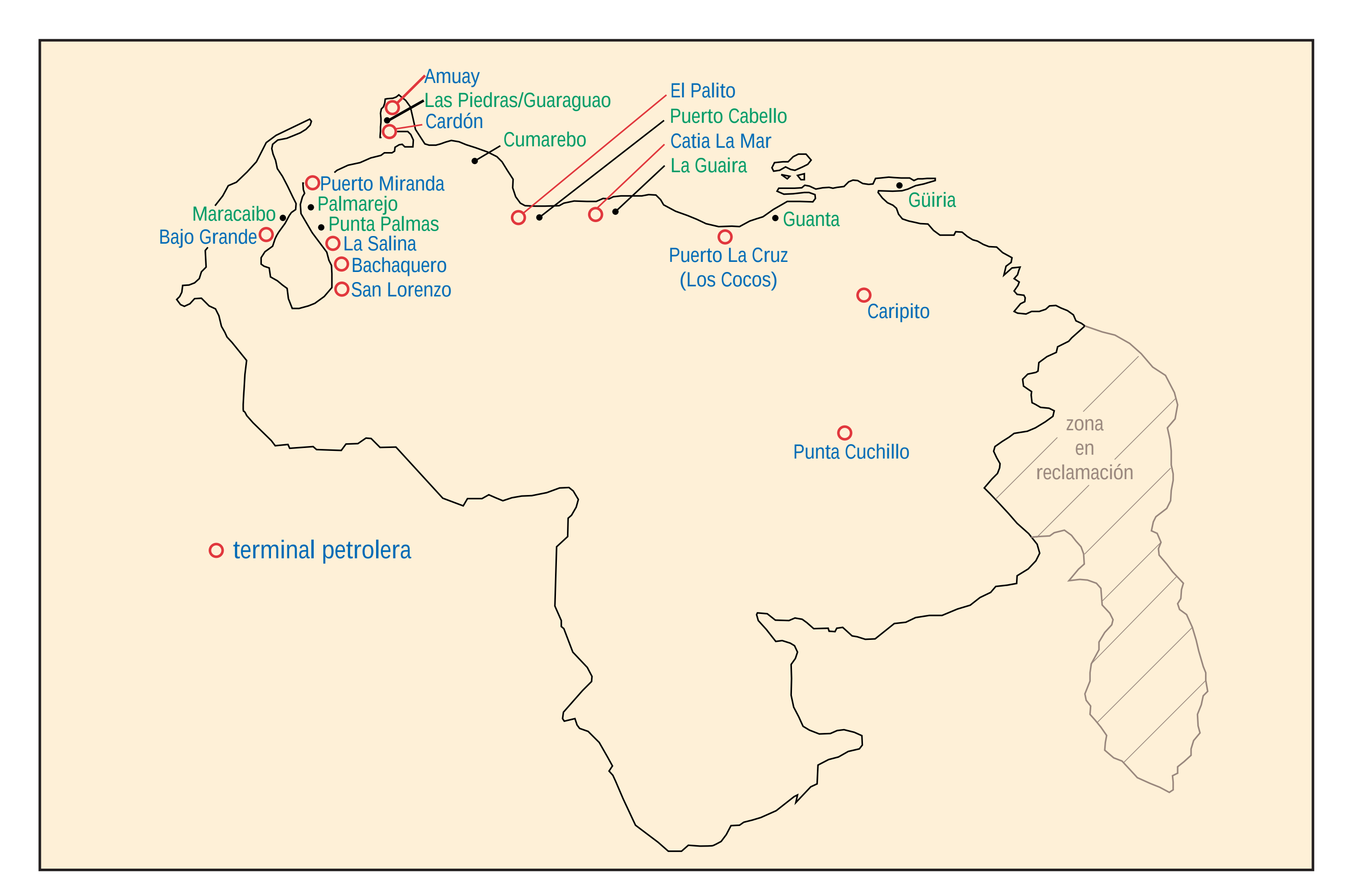


Fig. 8-36. Puertos y terminales petroleras venezolanas.

Tabla 8-17. Distancia entre puertos y terminales petroleras (•) de Venezuela

Puerto Estado	Amuay • Falcón	Bachaquero • Zulia	Caripito • Monagas	Catia La Mar • Distrito Federal	Cumarebo Falcón	El Palito • Carabobo	Güiria Sucre	La Salina • Zulia	La Guaira Distrito Federal	Lama Zulia	Las Piedras Falcón
Amuay •	-	230	652	244	110	206	584	121	248	157	5
Bachaquero •	230	-	864	456	322	418	796	114	232	127	232
Caripito •	652	864	-	419	563	483	81	750	413	791	654
Catia La Mar •	244	456	419	-	155	64	351	348	7	383	246
Cumarebo	110	322	563	155	-	117	495	231	158	249	112
El Palito •	206	418	483	64	117	-	415	312	71	351	208
Güiria	584	796	81	351	495	416	-	677	345	723	586
La Salina •	121	114	750	348	231	312	677	-	383	19	175
La Guaira	248	232	413	7	158	71	345	383	-	387	250
Lama	157	127	791	383	249	351	723	19	387	-	156
Las Piedras	5	23	2	654	246	112	208	586	175	250	156
Maracaibo	116	116	750	342	208	304	682	23	346	42	115
Palmarejo	105	127	739	331	197	299	671	14	335	54	104
Puerto Cabello	208	420	476	58	119	7	408	335	68	349	210
Puerto La Cruz •	387	599	298	151	298	215	230	511	145	526	389
Puerto Miranda •	108	121	742	151	200	302	674	7	338	50	107
Puerto Ordaz	901	1.113	449	668	812	732	378	998	662	1.040	903
Punta Cardón •	9	226	658	250	116	212	590	142	254	148	6
Punta Palmas (Sur) •	130	100	764	356	222	324	694	9	360	29	129
San Lorenzo •	226	50	860	452	318	420	792	93	456	74	225

Fuentes: Worldwide Marine Distance Tables, BP-Tanker Company Limited, 1976.
Lagoven.

(en millas náuticas)

Maracaibo Zulia	Palmarejo Zulia	Puerto Cabello Carabobo	Puerto La Cruz • Anzoátegui	Puerto Miranda • Zulia	Puerto Ordaz Bolívar	Punta Cardón • Falcón	Punta Palmas • (Sur) Zulia	San Lorenzo • Zulia
116	105	208	387	108	901	9	130	226
116	127	420	599	121	1.113	226	100	50
750	739	476	298	742	449	658	764	860
342	331	119	298	200	812	116	222	318
208	197	7	215	302	732	212	324	420
304	299	408	230	674	378	590	696	792
682	671	335	511	7	998	142	9	93
23	14	335	511	7	998	142	9	93
346	335	68	145	338	662	254	360	456
42	54	349	526	50	1.040	148	29	74
115	104	210	389	107	903	6	129	225
-	13	306	485	8	999	112	14	112
13	-	297	474	7	981	101	27	125
306	297	-	208	300	728	214	322	418
485	474	208	-	477	547	393	499	595
8	7	300	477	-	991	104	22	122
999	881	728	547	991	-	907	1.013	1.109
112	101	214	393	104	907	-	126	222
14	27	322	499	22	1.013	126	-	98
112	125	418	595	122	1.109	222	98	-

Referencias Bibliográficas

1. American Meter Co., Dallas, Texas.
   A. Orifice Meters (Bulletin E-2-R)
      Installation and Operation
   B. Orifice Meter Constants (Handbook-2)

2. American Petroleum Institute: **Specification for Line Pipe**, API Spec 5L, 31th edition, Dallas, Texas, March 1980.

3. BACHMAN, W.A.: "Move to Giant Tankers Fast Becoming Stampede", en: **Oil and Gas Journal**, October 30, 1967, p. 47.

4. BARBERII, Efraín E.: **El Pozo Ilustrado**, Capítulo VIII "Transporte", ediciones Lagoven, diciembre 1985.

5. BP-Tanker Company Limited: **World-Wide Marine Distance Tables**, Londres, 1976.

6. Clarkson, H. and Company Limited: **The Tanker Register**, London, 1982.

7. COOKENBOO, Leslie Jr.: **Crude Oil Pipelines and Competition in the Oil Industry**, Harvard University Press, Cambridge, Massachussetts, 1955.

8. **La Industria Venezolana de los Hidrocarburos**, Petróleos de Venezuela y sus filiales, Capítulo 4 "Transporte y Almacenamiento", Tomo I, primera edición, noviembre 1989, pp. 387-451.

9. LAM, John: **Oil Tanker Cargoes**, Neill and Co. Ltd., Edimburgo, 1954.

10. MARKS, Alex: **Handbook of Pipeline Engineering Computations**, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1979.

11. Ministerio de Minas e Hidrocarburos: **Convención Nacional de Petróleo**, Capítulo V, "El Transporte", preparado por Mene Grande Oil Company, 1951.

12. Ministerio de Energía y Minas: **Memoria y Cuenta 1978**, Transporte de Hidrocarburos Venezolanos, Carta Semanal N° 15, MEM, abril 14, 1979, p. 14.

13. MORENO, Asunción M. de: **Transporte Marítimo de Petróleo**, Ediciones Petroleras Foninves N° 6, Editorial Arte, Caracas, 1978.

14. NELSON, W.L.: **Oil and Gas Journal**:
A. "What Does a Tanker Cost", 18-9-1961, p. 119.
B. "USMC Rates", 7-9-1953, p. 113.
C. "More on Size and Cargoes of Tankers", 6-6-1958, p. 136.
D. "More on Average Tanker Rates", 30-6-1958, p. 101.
E. "How Tanker Size Affects Transportation Costs", 9-12-1960, p. 102.
F. "Tanker Transportation Costs", 3-6-1968, p. 104 y 10-6-1958, p. 113.
G. "Scale and USMC Tanker Rates", 20-8-1956, p. 241.
H. "What is the Average Cost of Tanker Transportation", 21-10-1957, p. 134.
I. "ATRS Schedule Becoming More Widely Used", 23-5-1960, p. 125.
J. "Meaning of Spot Tanker Rates", 26-5-1958, p. 117.

15. NICKLES, Frank J.: "Economics of Wide, Shallow VLCCS", en: **Ocean Industry**, april 1974, p. 243.

16. **Oil and Gas Journal**:
- "Pipeline Economics", November 23, 1981, p. 79; August 11, 1980, p. 59; August 13, 1979, p. 67; August 14, 1978, p. 63.
- "Soviet Press Construction of 56 in. Gas Pipelines", June 14, 1982, p. 27.
- "Tankers Getting Bigger", February 20, 1956, p. 87.
- "Why the Boom in Tankers", February 25, 1957, p. 90.
- "Pipelines or Tankers, Which Will Move Middle East Oil", September 17, 1956, p. 253.
- "Basis for Tankers Rates Makes Hit", July 2, 1962, p. 74.

17. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos: **Primer Congreso Venezolano de Petróleo, 1962**, Aspectos de la Industria Petrolera en Venezuela, Capítulo VI, “Transporte”, p. 579. Presentado por Venezuelan Atlantic Refining Co. Autores: Omar Molina Duarte, R.J. Deal, J.D. Benedict.

18. TAGGART, Robert: “A New Approach to Supertanker Design”, en: **Ocean Industry**, march 1974, p. 21.

19. WETT, Ted: “Tanker Trade Hit by Deep Slump. No End in Sight”, en: **Oil and Gas Journal**, march 1975, p. 37.

20. YONEKURA, Kunihiko: “Japanese Tanker-Building Facilities and Methods Being Improved by New Techniques”, en: **Oil and Gas Journal**, June 9, 1975, p. 67.

Capítulo 9

Carbón Fósil

Indice

Introducción

El carbón fósil ha sido utilizado por la humanidad durante varios siglos. Gas derivado del carbón mediante el proceso de carbonización o destilación destructiva, empezó a consumirse en el siglo XVIII en Inglaterra para alumbrar las calles o iluminar los hogares, hasta que fue sustituido por la electricidad. Antes del carbón se utilizaron el estiércol y la leña para hacer fuego. Todavía hoy, en remotas partes del planeta, se utilizan la leña y el estiércol.

El carbón es producto de procesos naturales que comenzaron durante períodos geológicos milenarios como el llamado *Anthracolithicum*, de 345 millones de años de edad, o el Cretáceo, de 70 millones. Los tipos o clases de carbón varían en densidad, porosidad, dureza, brillo, composición química y propiedades magnéticas y eléctricas. Su color tiende a ser oscuro, predominando el negro. El tipo **lignito** es muy blando, el **subbituminoso** y **bituminoso** más duros y el **antracito** muy duro.

Además de ser utilizado como fuente de energía, a través de la carboquímica se emplea para la preparación de químicos, tintes, drogas, antisépticos y solventes.



Fig. 9-1. Muestra de carbón de la mina Paso Diablo, Guasare, estado Zulia.

Utilización mundial del carbón

Como fuente natural de energía, el carbón es todavía importante. Las cifras de producción mundial de carbón son significativas y en equivalencia energética respecto al petróleo (crudos) y al gas natural ocupa el segundo lugar (ver Tabla 9-1).

El Consejo Mundial de Energía estimó en 1995 las reservas mundiales de carbón en 1.031.610 millones de toneladas métricas, repartidas porcentualmente así: Rusia 23,4; Estados Unidos 23,3; China 11,1; Australia 8,8; India 6,8; Alemania 6,5; Suráfrica 5,4, y el res-

Tabla 9-1. Producción mundial de energía de fuentes convencionales

	millones de toneladas equivalentes a petróleo						
Fuente/años	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**
Petróleo	3.180	3.158	3.183	3.183	3.224	3.266	3.362
Carbón	2.272	2.203	2.195	2.132	2.182	2.219	2.264
Gas natural	1.789	1.820	1.831	1.861	1.881	1.915	2.009
Producción mundial	**7.241**	**7.181**	**7.209**	**7.176**	**7.287**	**7.400**	**7.635**
% Consumo mundial, total	97,7	98,1	98,3	97,9	98,3	98,1	98,4

Fuente: MEM-PODE, 1996. No se incluye energía nuclear.

to de los países productores 14,7. A Venezuela se le adjudican 417 millones de toneladas, participación de 0,0004042 %.

El carbón venezolano

En el segundo gobierno (1839-1843) del general José Antonio Páez se pretendió estimular la minería exonerando por cinco años de pagos nacionales y municipales a las minas metálicas y al carbón. Sin embargo, la minería prosperó muy poco y el carbón mucho menos, exceptuando el carbón de Lobatera, estado Táchira, de consumo local, y el carbón de Naricual, estado Anzoátegui, muy utilizado durante las primeras cinco décadas del siglo XX como combustible que cargaban los vapores de cabotaje de la Compañía Venezolana de Navegación en el puerto de Guanta, estado Anzoátegui.

La creación de la Corporación de la Región Zuliana (Corpozulia) en 1969 contó entre sus propósitos con explotar el carbón del Guasare y, al efecto, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos le confirió los derechos necesarios el 18 de febrero de 1974. Corpozulia hizo trabajos básicos experimentales en la zona denominada Paso Diablo y alrededores (caños Miraflor, Feliz y Seco) con intenciones de un desarrollo de 5 millones de toneladas de carbón al año, lo cual exigió estudios más amplios pero que por circunstancias no se llevaron a la práctica las recomendaciones formuladas.



Fig. 9-2. Afloramiento de carbón en la región de Guasare.

En abril de 1985 el presidente de Corpozulia propuso que la explotación de las minas del carbón de Guasare, denominadas Paso Diablo, Socuy, Mina Norte y Cachiri, se transfiriera a Petróleos de Venezuela. Con la anuencia del Ejecutivo Nacional se iniciaron los contactos y relaciones con el equipo gerencial designado por PDVSA para evaluar la factibilidad y gestión eficiente de la explotación de las minas, lo cual concluyó con el traspaso de las acciones de Corpozulia a PDVSA el 28 de abril de 1986.

I. Carbones del Zulia S.A. (Carbozulia)

Petróleos de Venezuela compró al Fondo de Inversiones de Venezuela todas sus acciones de Carbozulia por Bs. 77 millones y todas las de Corpozulia por Bs. 100 millones. PDVSA constituyó la filial Carbozulia para encargarse de la explotación del carbón de la cuenca del Guasare, de 50 kilómetros de largo por 3 kilómetros de ancho y ubicada a 110 kilómetros al noroeste de Maracaibo.

Sobre la marcha y durante el resto del año 1986 se tomaron las siguientes acciones:

• Estructurar la nueva organización gerencial y administrativa.

• Planificar la explotación y exportación del carbón del Guasare.

• Mantener el progreso de los estudios de ingeniería básica del plan de minería.

• Considerar las alternativas para el transporte del mineral y la construcción de un puerto.

Para fines de 1987 la producción de carbón había llegado a 117.000 toneladas métricas, de las cuales 58.700 fueron despachadas en el último trimestre del año a clientes en Ita-



Fig. 9-3. Núcleos de la columna carbonífera del prospecto Cachiri.

lia y Francia. Carbozulia estaba cumpliendo con su planificación de explotación.

Asociaciones con otras empresas

Las proyecciones para incrementar la producción se fortalecieron, 1988-1990, mediante la asociación de Carbozulia con Agip Carbone, de Italia, y Arco Coal, de Estados Unidos, para constituir dos nuevas empresas mixtas: Carbones del Guasare y Guasare Coal International.

La producción de carbón siguió aumentando y colocándose con clientes en Norteamérica, Portugal, Suecia, Finlandia, Dinamarca y el Caribe. Además, en 1991, se expandieron las asociaciones con la participación de nuevas empresas. Con A.T. Massey Coal, de Estados Unidos, y Cavoven de Venezuela, se hicieron planes para la explotación de la mina Norte; con la firma Cyprus Coal Company se firmó un convenio para explorar 13.600 hectáreas de la mina Cachiri. En asociación con Shell Coal y Ruhr Kohle, Carbones del Guasare avanzó en los proyectos para aumentar la producción de las minas de Paso Diablo y Socuy, lo cual requerirá la construcción de una vía férrea y una terminal de aguas profundas para reemplazar las instalaciones temporales actualmente en servicio.

Los esfuerzos propios y asociados de Carbozulia redundaron en establecer y mantener en aumento la producción de carbón de la cuenca a un buen ritmo como lo muestra la Tabla 9-2.

El futuro, 1997-2006

El plan de negocios que se propone realizar Carbones del Zulia, S.A., fundamentado en los lineamientos emanados de Petróleos de Venezuela S.A., consta de las siguientes acciones:

• Fortalecer la presencia del carbón de la cuenca carbonífera del Guasare en el mercado internacional y aprovechar las oportunidades que ese mercado brinda al negocio.

• Desarrollar a su máxima capacidad de producción las minas de la cuenca carbonífera del Guasare.

• Disponer de la infraestructura de ferrocarril y puerto de aguas profundas.

• Diversificar la lista de clientes por países y segmentos del mercado, con énfasis en el mercado metalúrgico.

• Propiciar las asociaciones con terceros, para incorporar el capital privado nacional e internacional.

Tabla 9-2. Carbones del Zulia S.A. Evolución operacional y financiera

Concepto	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Producción, MTM	1.553	1.516	1.606	2.094	3.567	4.297	4.042
Exportaciones, MTM	1.454	1.572	1.573	2.096	3.615	4.001	4.223
Ingresos, MMBs.	2.490	3.609	4.361	5.609	11.125	19.825	31.467

Fuente: Carbozulia, 1996.

Tabla 9-3. Proyección de la producción de carbón

Minas	millones de toneladas métricas					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002-2006
Paso Diablo	4,4	6,5	6,5	6,5	8,0	10,0
Prospecto Socuy	0,5	2,0	2,0	2,0	4,0	8,0
Mina Norte	0,6	1,0	1,0	1,5	1,5	1,5
Prospecto Cachiri	0,3	0,6	0,6	1,5	1,5	1,5
Total	**5,8**	**10,1**	**10,1**	**11,5**	**15,0**	**21,5**

Fuente: Carbones del Zulia S.A., Plan de Negocios 1997-2006, Agosto 1996.

Carbozulia aspira que para el año 2001 sus exportaciones lleguen a 21 millones de toneladas por año, lo cual exige la ampliación de la actual terminal de embarque (Santa Cruz de Mara) para manejar 6,5 millones de toneladas de carbón. También está programada la construcción del ferrocarril y la terminal de aguas profundas.

El ferrocarril

Para servir funcionalmente al proyecto de aumentos de producción de las minas, las instalaciones del ferrocarril serán una terminal de descarga y su correspondiente sistema de almacenaje de carbón. Las características de trabajo de estas instalaciones y sus complementos son:

• El sistema de descarga de los vagones tendrá capacidad para manejar 6.000 toneladas métricas de carbón por hora.

• El patio de almacenamiento podrá almacenar 1,5 millones de toneladas.

• Las correas transportadoras de carbón podrán manejar entre 3.000 y 6.200 toneladas métricas por hora.

• Se tendrá un sistema supresor de polvo en todas las partes donde sea necesario.

• Sistema de protección contra incendio.

• Planta desalinizadora de 30 litros/segundo para abastecer de agua dulce operaciones de la terminal.

La vía férrea entre el puerto y la mina Paso Diablo tendrá 72 kilómetros; la distancia entre las minas Paso Diablo y Socuy es de 14 kilómetros. El equipo rodante consistirá de hasta seis locomotoras Diesel-Electric de 3.000 h.p. cada una y unos 218 vagones de 90 toneladas de capacidad cada uno, con sistema de descarga por el fondo.

La terminal de aguas profundas

Desde los comienzos, 1987, de la explotación del carbón de la cuenca del Guasare por Carbozulia, el transporte del carbón desde las minas hasta el embarcadero de Santa Cruz de Mara se ha hecho por carretera. Se cubre una distancia aproximada de 85 kilómetros, utilizando gandolas que en veinticuatro horas diarias hacen 320 viajes para llevar 16.000 toneladas métricas de carbón al puerto, de lunes a sábado e inclusive el domingo si fuese necesario.

Del embarcadero, se lleva el carbón en gabarra al barco, anclado a unos 25 kilómetros de distancia, prácticamente frente a Maracaibo. Hay seis gabarras que pueden llevar 2.500 toneladas cada una y cuatro con 1.500 toneladas de capacidad individual. Al barco se pueden llevar 20.000 toneladas diarias.

La terminal de aguas profundas será construida en Pararú sobre el golfo de Venezuela, a unos 5 kilómetros al norte de Paraguaipoa, municipio Páez, estado Zulia, y quedará unido a las minas por el ferrocarril.

De Pararú se extenderá hacia el mar un muelle de 3,5 kilómetros de largo y 7,5 metros de ancho, sobre pilotes. Será previsto el muelle de una correa transportadora de 9.000 tm/hora de capacidad y paso para un vehículo de mantenimiento. Para complementar el servicio del muelle se hará y mantendrá el dragado de un canal de 1.800 metros de longitud por 200 metros de ancho y una profundidad de 16,6 metros para la salida de los barcos cargados. El muelle tendrá dos atracaderos para barcos de hasta 120.000 toneladas.



Fig. 9-4. Instalaciones de explotación del carbón de la mina Paso Diablo, Guasare, estado Zulia.

II. Características del Carbón del Guasare

El carbón del Guasare pertenece en edad geológica al Paleoceno Superior/formación Marcelina del Eoceno Inferior.

Los trabajos de explotación y cuantificación han identificado 2.436 millones de toneladas de reservas y otro volumen hipotético de 8.489 millones de toneladas. En su conjunto, este volumen de mineral representa 80 % de las reservas carboníferas del país.

El carbón bituminoso del Guasare tiene propiedades muy buenas para uso termoeléctrico, para la industria del acero como sustituto del coque en altos hornos mediante la inyección en forma pulverizada, también se emplea en la industria del cemento. Otras propiedades relevantes son:

Humedad total, %	6,5 - 8,5
Cenizas, %	6,5 - 8,5
Substancia volátil, %	33,0 - 36,5
Carbón fijo, %	46,0 - 53,0
Azufre, %	0,6 - 0,8
Valor calorífico bruto,	
BTU/libra	12.600
(kcal/kg)	7.000
(kcal/kg) neto	6.708

La configuración y topografía del área se prestan a la explotación a cielo abierto. Existen 11 grupos de betas de carbón, dentro de una sección de 400 metros de espesor. Hay unas 22 betas que alcanzan 15 metros de espesor y espesores individuales segregados en exceso de 50 metros.

III. Conservación del Ambiente e Impacto Regional

Desde los comienzos de sus operaciones, 1976, Petróleos de Venezuela S.A. y sus filiales han tenido como guía las siguientes apreciaciones respecto a su entorno:

"Nuestra norma básica es tomar todo tipo de precaución para prevenir accidentes que puedan poner en peligro nuestros trabajadores, contratistas, habitantes de las áreas donde operamos o el medio ambiente en general".

Por tanto, para mitigar o minimizar los impactos que las operaciones de extracción, manejo y aprovechamiento del carbón puedan tener en esa área de la región zuliana, Carbozulia S.A. y sus empresas asociadas han puesto en marcha procesos de recuperación

forestal o restauración ecológica, monitores de calidad del aire y aguas subterráneas y superficiales, y también otros tipos de controles del ambiente.

La explotación de la cuenca carbonífera del Guasare, además de tener un impacto sobre el ambiente, tiene importantes efectos beneficiosos sobre aspectos económicos y sociales del estado Zulia.

En virtud de que Corpozulia mantiene la titularidad de las concesiones, la actividad carbonífera le origina a ese organismo un aporte monetario que servirá para impulsar otros proyectos de interés para la región.

Las inversiones de Carbozulia y sus empresas asociadas generan en la región cambios importantes en el desarrollo industrial y en sus círculos conexos de manufactura y comercialización, especialmente tratándose de una zona fronteriza.

La participación de Carbones del Zulia S.A. en el desarrollo general de la industria del carbón significa, además, contribuciones al desarrollo educativo de las poblaciones aledañas, como es el caso del "Programa de Formación Artesanal" vigente en la población de Carrasquero.

La preparación de los recursos humanos de la zona, mediante la utilización de las actividades industriales de las empresas operadoras y el apoyo del CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, filial de Petróleos de Venezuela, y con otros centros de enseñanza y formación de mecánicos, electricistas, soldadores y otros oficios, servirán para que las empresas y la región cuente con el personal calificado.

Todo el plan de producción y desarrollo de las minas de la cuenca del Guasare ha sido estructurado de manera integral para obtener el mayor provecho regional de la explotación del carbón.



Fig. 9-5. Vista de las instalaciones de explotación de la mina Paso Diablo, Guasare, estado Zulia.

Referencias Bibliográficas

1. BP- Statistical Review of World Energy: **Incorporating the BP Review of World Gas**.

2. Carbones del Zulia S.A., Carbozulia: **Plan de Negocios 1997-2006**, Agosto, 1996.

3. **Diccionario de Historia de Venezuela**: "Carbón", Fundación Polar, Caracas, 1988, pp. 573-574.

4. MARTINEZ, Aníbal R.: **El carbón del Zulia**, Corpozulia, Caracas, 1976.

5. MARTINEZ, Aníbal R.: **Cronología del petróleo venezolano 1943-1993**, Vol. II, Ediciones CEPET, Caracas, 1995.

6. Ministerio de Energía y Minas: **PODE**, correspondiente a los años 1987-1996, inclusives.

7. Petróleos de Venezuela S.A.: **Informe Anual**, correspondiente a los años 1985-1996, inclusives.

Capítulo 10

Comercialización

Indice

Página

Introducción

En los nueve capítulos anteriores se explicaron los fundamentos científicos y tecnológicos que utiliza el personal de la industria petrolera para **buscar**, **ubicar**, **cuantificar**, **producir**, **manejar** y, finalmente, **transformar** los hidrocarburos, inclusive los extraídos del carbón, en productos útiles.

La secuencia de las operaciones cubre ahora **comercialización**, cuyo objetivo es hacer llegar oportunamente los volúmenes de productos requeridos diariamente por la extensa y variada clientela nacional e internacional.

La venta final de crudos y/o productos en determinados mercados representa para la industria la culminación de todos sus esfuerzos. Satisfacer los pedidos y la aceptación de crudos y/o productos representan ventas e ingresos que aseguran la continuidad y eficacia de nuevas inversiones, las cuales proyectan la capacidad de la industria como importante generadora de divisas y dividendos para Venezuela, su único accionista.

En el caso de Venezuela, por ser gran productor/exportador de hidrocarburos y contar con un mercado interno pequeño, es muy importante tener siempre presente la competencia en los mercados internacionales. Cada empresa y cada país productor/exportador de crudos y/o productos participa en los mercados mundiales donde la oferta y la demanda juegan importantísimo papel en las transacciones a mediano y largo plazo. Además, en el negocio de los hidrocarburos cuentan otros factores como la calidad de los crudos y/o productos; la confiabilidad del suministro inmediato, a mediano o largo plazo; la ubicación geográfica de la fuente de suministros; los precios; los costos de transporte y seguros; las condiciones económicas de los contratos de compra-venta; las relaciones comprador-vendedor; la asistencia técnica; la eficiencia en los despachos de los cargamentos; y las buenas relaciones que resultan del entendimiento mutuo en los casos más fortuitos.

El desarrollo y la expansión mundial de las ventas de crudos y/o productos han cre-



Fig. 10-1. El tanquero es el símbolo del transporte marítimo mundial de hidrocarburos.

cido concomitantemente con la demanda. Cada empresa ha mantenido su imagen, su estilo, sus relaciones con la clientela y su posición empresarial como suplidora confiable para incrementar su participación en los mercados internacionales. Cada mercado es un reto perenne porque la competencia acecha. Cada mercado tiene sus propias modalidades técnicas, sus requerimientos específicos de crudos y/o productos, y sus aspectos administrativos y financieros muy particulares.

Para servir eficientemente a cada uno de sus mercados, tanto nacionales como extranjeros, toda empresa tiene que mantenerse al día y muy bien informada sobre varios factores: historia de consumo de crudos y/o productos; estudios demográficos; desarrollo industrial actual y proyecciones; crecimiento y diversificación de los medios de transporte; consumo de diferentes tipos de energía; ritmo de la construcción de edificaciones de toda clase; estado actual y proyecciones de los servicios esenciales. Además, son importantes varios otros aspectos que generalmente están incluidos en instrumentos legales que rigen el comercio nacional e internacional de los hidrocarburos.

I. El Consumo Mundial de Petróleo y Desarrollo de la Comercialización

La industria arrancó en 1859 con el pozo abierto por Edwin L. Drake, en Titusville, Pennsylvania, Estados Unidos, y se caracterizó primeramente como una industria productora de iluminantes, más que todo querosén. Las invenciones y descubrimientos científicos y tecnológicos logrados durante los comienzos del siglo XIX acentuaron las perspectivas del desarrollo industrial.

Las innovaciones que se lograron durante este siglo utilizaron los aportes de la industria petrolera como proveedora de com-

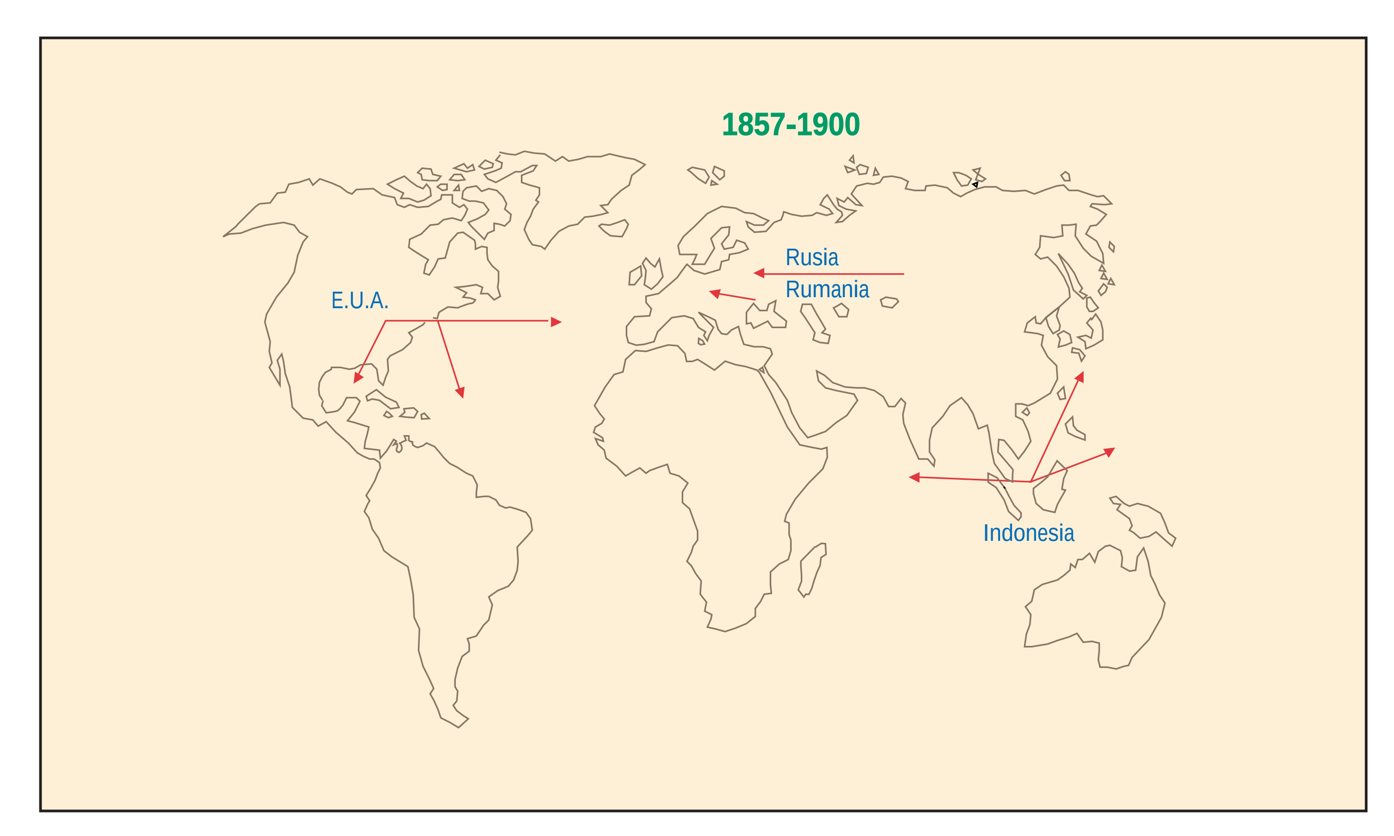


Fig. 10-2. Primeras fuentes de exportación de hidrocarburos en los comienzos de la industria. 1857-1900.

bustible, lubricantes y grasa. Ejemplos: el proceso para convertir hierro en acero (Bessemer, 1856). De Lesseps comenzó (1859) la construcción del canal de Suez. Kirchhoff y Bunsen descubrieron (1859) modalidades sobre los diferentes espectros y sus análisis. Se puso en servicio el ferrocarril Pacífico Central (E.U.A., 1862). Se construyó (1863) el primer tramo del metro de Londres. Siemens inventó (1866) la dinamo. Nobel inventó (1867) la dinamita. Alexander Graham Bell inventó (1876) el teléfono. Thomas Alva Edison inventó (1877) el fonógrafo. Manchiler inventó (1878) el fusil repetidor. De Lesseps formó (1879) la empresa que iniciaría el canal de Panamá. Edison construyó (1879) la bombilla eléctrica. Rockefeller fundó (1882) la Standard Oil Company. Benz y Daimler comenzaron (1883) a fabricar vehículos. Renard y Krebs construyeron (1884) la primera aeronave con posibilidades de aplicación práctica. Se puso en servicio (1888) el primer ferrocarril en China. Se comenzó (1891) la construcción del ferrocarril transiberiano. Se construyó (1894) el primer ferrocarril sobre los Andes. En Francia se construyó (1896) el primer submarino eléctrico. Marconi fundó (1897) la primera empresa de telégrafo inalámbrico. Ramsey (1897) descubrió el helio. Zeppelin (1898) inventó el dirigible. Los Curie (1898) descubrieron el metal radio. Por primera vez (1898) se usó el motor Diesel.

Durante 1857-1900, la producción de petróleo de los Estados Unidos representó 1.004 miles de barriles, 58 % de la producción mundial. El 42 % restante (727,5 millones de barriles) lo produjeron países que empezaron a conformar la lista de los primeros productores: Rumania, en 1857, más que todo de rezumaderos durante el año indicado, con un agregado anual de 2.000 barriles; Italia 1861; Canadá 1862; Rusia 1863; Polonia 1864; Japón 1875, Alemania 1880; Pakistán 1889; Indonesia 1893 y Perú 1895.

Como podrá apreciarse, la distribución geográfica de la producción de petróleo durante este primer período fue bastante extensa. Esto contribuyó a que desde el mismo comienzo de la industria, la comercialización, además de su importancia local, tomara cariz internacional. El primer gran exportador fue Estados Unidos. Pero bien pronto Rusia comenzó a competir en Europa con las exportaciones estadounidenses.

En 1900 Rusia produjo 206.400 b/d, Estados Unidos 174.300 b/d, Indonesia 6.170 b/d y Rumania 4.460 b/d. La producción de 391.330 b/d de estos cuatro países era para entonces 95,8 % de la producción mundial.

De los países mencionados en los parágrafos anteriores como productores originales de petróleo, actualmente (1996) permanecen como grandes productores con un volu-

Tabla 10-1. Producción mundial acumulada de petróleo crudo

miles de barriles

Período	Años	Producción	Porcentaje
1857-1900	44	1.732.217	0,19
1901-1949	49	60.084.292	6,71
1950-1969	20	176.186.946	19,67
1970-1989	20	502.840.910	56,13
1990-1996	7	154.930.411	17,30
Total	**140**	**895.774.776**	**100,00**

Años 1995 y 1996 estimados a 61.444,8 y 62.459,4 MBD, respectivamente.

Fuentes: Tabla de "El Pozo Ilustrado", edición 1983, revisada y actualizada.
MEM-PODE, 1951-1996.

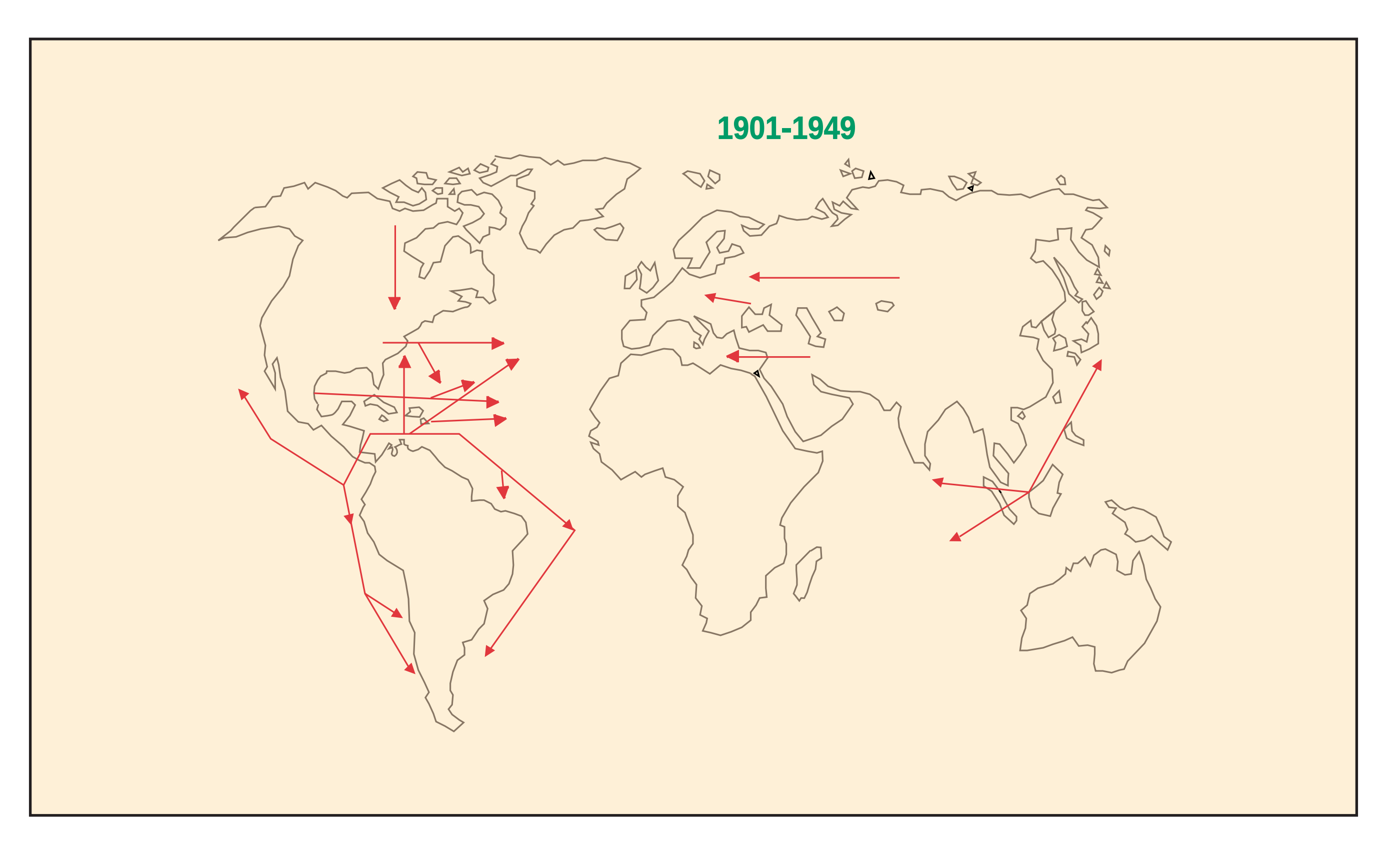


Fig. 10-3. Diversificación de las exportaciones de hidrocarburos durante los primeros cincuenta años del siglo XX.

men diario de millones de barriles: Rusia 6,8; Estados Unidos 6,5; Canadá 1,8; e Indonesia 1,4 (OGJ, 8 de julio de 1996, p. 67).

1901-1949

Durante este período tienen lugar importantes acontecimientos científicos, tecnológicos, industriales, comerciales, financieros y políticos que de una manera u otra y en mayor o menor grado influyeron sobre todas las actividades petroleras y específicamente sobre la variedad de productos derivados de los hidrocarburos y su comercialización.

Al comenzar el siglo, se multiplicaron sistemáticamente los esfuerzos de la prospección petrolera en casi todos los rincones atractivos de la Tierra. Compañías estadounidenses y europeas se lanzaron a la adquisición de concesiones en un gran número de países. Sobresalieron en estas tareas los dos grupos petroleros, entonces y hoy, más grandes del mundo: la Standard Oil Co. of New Jersey, fundada en 1882 y más tarde denominada en 1892 Standard Oil Co. (New Jersey), capitaneada por John D. Rockefeller, padre (1837-1937). En 1972, “Jersey Standard” como generalmente se le llamaba, fue renombrada Exxon Corporation. Y la Royal Dutch Petroleum Co., creada en 1896, que más tarde entró a formar el Grupo Royal Dutch/Shell en 1907, dirigido por Henri Deterding (1866-1939) durante el período 1900-1936.

Estas dos dinámicas personalidades dominaron los escenarios petroleros durante más de tres décadas e influyeron poderosamente en la internacionalización de las operaciones, junto con otros destacados hombres de la industria. La comercialización jugó papel importante, y entonces como ahora la competencia por mantener y mejorar posiciones es parte esencial del negocio.

Durante el período se produjeron y consumieron 60.084 millones de barriles de petróleo que representaron 92,7 % de todo el

producido desde 1857 (ver Tabla 10-1). Los esfuerzos por lograr fuentes adicionales de producción fueron positivos. La producción autóctona de los Estados Unidos contribuyó con 62,5 % a la producción del período y a la vez las empresas petroleras estadounidenses controlaban la mayor cantidad de las reservas de hidrocarburos halladas en los diferentes países, entre nuevos y los bien establecidos productores y exportadores.

Los incrementos de las reservas probadas y de la producción se afincaron en algunos nuevos productores que mostraron la abundancia de sus recursos petrolíferos. Comenzaron a figurar: México 1901; Argentina 1907; Irak y Trinidad 1909; Egipto y Malasia 1911; Borneo Británico e Irán 1913; Argelia 1914; Ecuador y Venezuela 1917; Francia 1918; Gran Bretaña y Checoslovaquia 1919; Colombia 1921; Bolivia 1927; Brunei 1929; Marruecos 1932; Albania 1933; Austria, Yugoslavia y Birmania 1935; Arabia Saudita 1936; China 1939; Holanda 1943; Brasil 1947.

En este período sucedieron importantes acontecimientos que influyeron decididamente sobre las actividades de la industria y muy particularmente sobre la comercialización, a saber: J.P. Morgan fundó su gran imperio del acero en 1901; los hermanos Wright realizaron el primer vuelo en una aeronave a motor en 1903; la empresa Krupp comenzó a funcionar en 1903; Ford inició la fabricación de automóviles en 1903; Wilbur Wright voló su avión en Francia y causó sensación en la aviación europea en 1908; General Motors inició la fabricación de automóviles en 1908; Bleriot cruzó por primera vez el canal de la Mancha en avión en 1909; el canal de Panamá fue puesto en servicio al tráfico marítimo en 1914; en agosto de 1914 comenzó la Primera Guerra Mundial. Durante esta guerra (1914-1918), se utilizaron por primera vez la aviación y los tanqueros como medios de combate. El petróleo se convirtió en importante suministro y las fuerzas navales aliadas empezaron a navegar utilizando combustibles derivados del petróleo en vez de carbón. En los años veinte, se lograron marcados adelantos en el transporte automotor, en el transporte fluvial y marítimo y la aviación empezó a desarrollarse como gran medio de transporte del futuro. En 1928 Venezuela fue el primer exportador de petróleo del mundo. Ese año el país produjo 289.500 b/d y la producción acumulada llegó a 240 millones de barriles.

Al final de los años veinte, el 29 de octubre de 1929, ocurrió el pánico en la bolsa de valores de Nueva York y se desató la gran depresión económica mundial. El fin de esta catástrofe coincidió con el comienzo de la Segunda Guerra Mundial el 1° de septiembre de 1939. La duración y los requerimientos de la situación bélica, 1939-1945, produjeron una variedad de descubrimientos e inventos científicos y tecnológicos que tuvieron señaladas influencias en las diferentes ramas de actividades petroleras, como en la refinación y petroquímica para producir gasolinas, querosén, combustóleos, lubricantes y grasas de todo tipo y productos plásticos, fibras y químicos de una extensa variedad. En el transporte se introdujeron nuevos medios y modalidades para abastecer de combustibles a las tropas en batalla. Para entregar carburantes a los propios medios de transporte que suministraban a las fuerzas de mar, tierra y aire, se diseñaron y emplearon equipos y herramientas novedosas que agilizaban las operaciones con seguridad.

El cañoneo de la Segunda Guerra Mundial concluyó el 15 de agosto de 1945 con la rendición del Japón, luego de lanzar Estados Unidos sendas bombas atómicas sobre Hiroshima y Nagasaki, el 6 y el 9 de agosto de 1945. Los cuatro años siguientes fueron de reconstrucción y reajustes para todas las naciones y especialmente para aquellas que habían

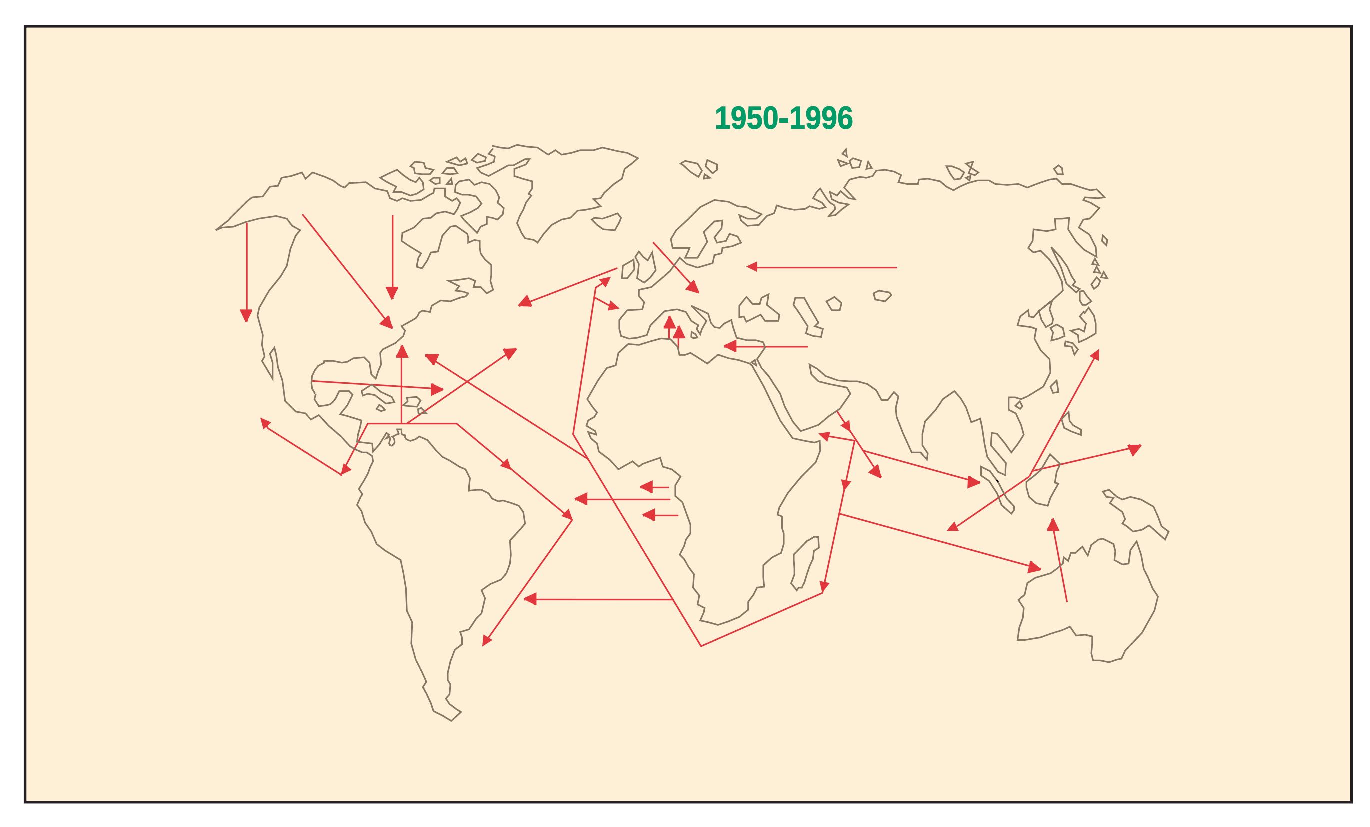


Fig. 10-4. Aumento de las fuentes de exportaciones de hidrocarburos en los últimos cuarenta y siete años.

sufrido inestimable desolación. En ese tiempo, el petróleo jugó un papel especial y a cada una de las actividades petroleras les fue requerida su aporte, cada vez mayor a medida que se incrementaba la demanda. En 1945 se produjeron diariamente 7,1 millones de barriles de petróleo y casi todo ese volumen fue destinado a las operaciones militares y usos civiles esenciales. Cinco años después de terminada la guerra y con el mundo en camino de recuperación, la producción mundial de petróleo alcanzó a 10,4 millones de barriles diarios. Durante 1945-1950, Venezuela produjo 2.666 millones de barriles, de 25,9 °API ponderados.

1950-1996

Este fue un período muy revelador. La reconstrucción de las naciones europeas y asiáticas destrozadas por la guerra se logró rápidamente. En veinte años (1945-1965), la producción mundial de petróleo se incrementó bastante y el volumen producido fue de 176.187 millones de barriles, equivalente a 74 % de todo el petróleo consumido desde el comienzo de la industria (1857). El petróleo barato hizo posible el consumo y despilfarro desmedidos.

Durante el período prosiguió febrilmente la exploración en búsqueda de nuevas reservas petrolíferas. Países de viejo cuño petrolero fortalecieron sus reservas mediante la exploración en viejas y/o nuevas áreas. Países que por primera vez se anotaron en la lista de productores, contribuyeron significativamente al creciente caudal de producción. Entre los países de larga trayectoria petrolera, Venezuela es un ejemplo. En 1950 produjo 1,5 millones de barriles diarios y en 1969 registró 3,6 millones de barriles de crudos por día. La producción acumulada del período fue de 20.759 millones de barriles de diferentes tipos de crudos que en conjunto dieron una gravedad promedio de 25,5 °API. Este volumen de producción representa el 83,2 % de todo el petróleo venezolano producido en el período 1917-1969.

Significativo es destacar que en 1950 el país contaba con 8.724 millones de barriles de petróleo de reservas probadas. El resurgimiento de la exploración después de la Segunda Guerra Mundial permitió que Venezuela aumentara sus reservas probadas y contara en 1970 con 14.042 millones de barriles de petróleo. También cabe destacar que el futuro potencial de producción que se venía manejando requeriría nuevos esfuerzos de exploración para buscar reservas adicionales porque de 1960 en adelante las empresas concesionarias redujeron drásticamente las actividades de exploración. De allí que a raíz de la nacionalización (1976), la gestión de Petróleos de Venezuela y sus filiales comenzó primeramente por la reactivación acelerada de la exploración, utilizando todos los recursos disponibles.

La abundancia y la disponibilidad de petróleo en el período 1950-1969 se debió, naturalmente, al auge de las actividades de exploración en todo el mundo. Muchos países potencialmente petrolíferos tuvieron que esperar que terminara la Segunda Guerra Mundial para empezar a constatar la magnitud de sus posibilidades, entre ellos Qatar, Kuwait, Argelia y Holanda. A la producción mundial existente empezó añadirse en firme la de los países que siguen en los años indicados: Kuwait 1951; Abu Dhabi y la Zona Dividida 1953; Chile 1954; Congo 1957; India y Nigeria 1958; Gabón, Libia, Nueva Zelandia y Siria 1959; Australia 1961; Omán 1963; España 1964; Israel 1965; Angola 1966; Noruega 1969.

Durante 1950-1969 sucedieron acontecimientos importantes que, en el momento y años después, fueron responsables por cambios profundos en el mundo petrolero. De una u otra manera, estos acontecimientos afectaron la comercialización nacional e internacional. Ejemplos: Irán nacionalizó su industria petrolera en mayo de 1951, lo cual ocasionó el cierre de casi 700.000 b/d, respaldados por reservas probadas de 27.000 millones de barriles. La producción iraní permaneció cerrada prácticamente durante cuatro largos años y empezó a concurrir nuevamente a los mercados en 1956 cuando produjo 576.000 b/d, después del arreglo entre el gobierno de Irán y el consorcio petrolero formado por ocho empresas multinacionales.

En 1956, Egipto decretó la nacionalización del canal de Suez, el cual permaneció cerrado por cierto tiempo. Esto obligó al transporte marítimo a utilizar la vía del cabo de Buena Esperanza y navegar alrededor del Africa para llegar a Europa y a Norteamérica. Y como respuesta a este largo viaje, la industria optó por la construcción de grandes tanqueros.

En Venezuela, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos (hoy Ministerio de Energía y Minas) creó, en 1950, la Comisión Coordinadora para la Conservación y el Comercio de los Hidrocarburos para estudiar y proponer acciones sobre estas materias y salvaguardar los intereses del país.

El 14 de septiembre de 1960 se creó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y fueron miembros fundadores con sus respectivas producción y reservas probadas para ese año los países que aparecen en la tabla que sigue:

Tabla 10-2. Países fundadores de la OPEP (14-9-1960)

	Producción b/d	Reservas MMbrls.
Arabia Saudita	1.240.000	50.000
Irak	975.000	27.000
Irán	1.050.000	35.000
Kuwait	1.625.000	62.000
Venezuela	2.846.107	17.382
(A) Total OPEP	**7.736.107**	**191.382**
(B) Total Mundo	**20.858.670**	**300.986**
% A/B	37,09	63,58

En los años anotados en la tabla que sigue, el volumen de producción y las reservas

de la Organización se reforzaron geográfica y potencialmente al ingresar otros países:

Tabla 10-3. Miembros de la OPEP después de fundada

	Año de ingreso	Producción b/d	Reservas MMbrls.
Qatar	1961	176.000	2.750
Indonesia	1962	458.000	10.000
Libia	1962	184.000	4.500
E.A.U.	1967	382.800	15.000
Argelia	1969	936.600	8.000
Nigeria	1971	1.543.400	11.680
Ecuador*	1973	197.000	5.675
Gabón	1973	145.000	1.500

* Se retiró el 25-11-1992.

Las razones que condujeron a la fundación de la OPEP fueron: la defensa de la estructura mundial de los precios, el ejercicio del derecho de los países exportadores netos de petróleo en la estructuración de los precios, la garantía del suministro estable y seguro de petróleo a los países consumidores y la salvaguarda de los intereses de los países productores y exportadores de petróleo y, finalmente, el reconocimiento por parte de las compañías operadoras de concesiones en los países de la Organización de que la regalía era un costo y no un crédito atribuible al impuesto sobre la renta.

En esta primera etapa (1960-1969) de actuaciones de la OPEP, las razones antes mencionadas sentaron nuevas y profundas modalidades que tuvieron eco en las relaciones entre los países productores/exportadores y las compañías operadoras y los consumidores de petróleo en todo el mundo.

En 1960, con la creación y la participación de Venezuela en la OPEP, se dieron pasos importantes que a la larga proporcionaron cambios trascendentales en la política petrolera venezolana y la participación más directa del país en el negocio petrolero. Se creó la Corporación Venezolana del Petróleo como empresa integrada, perteneciente al Estado venezolano. Se inició la política de no más concesiones y se ejecutaron acciones para optimar la participa-

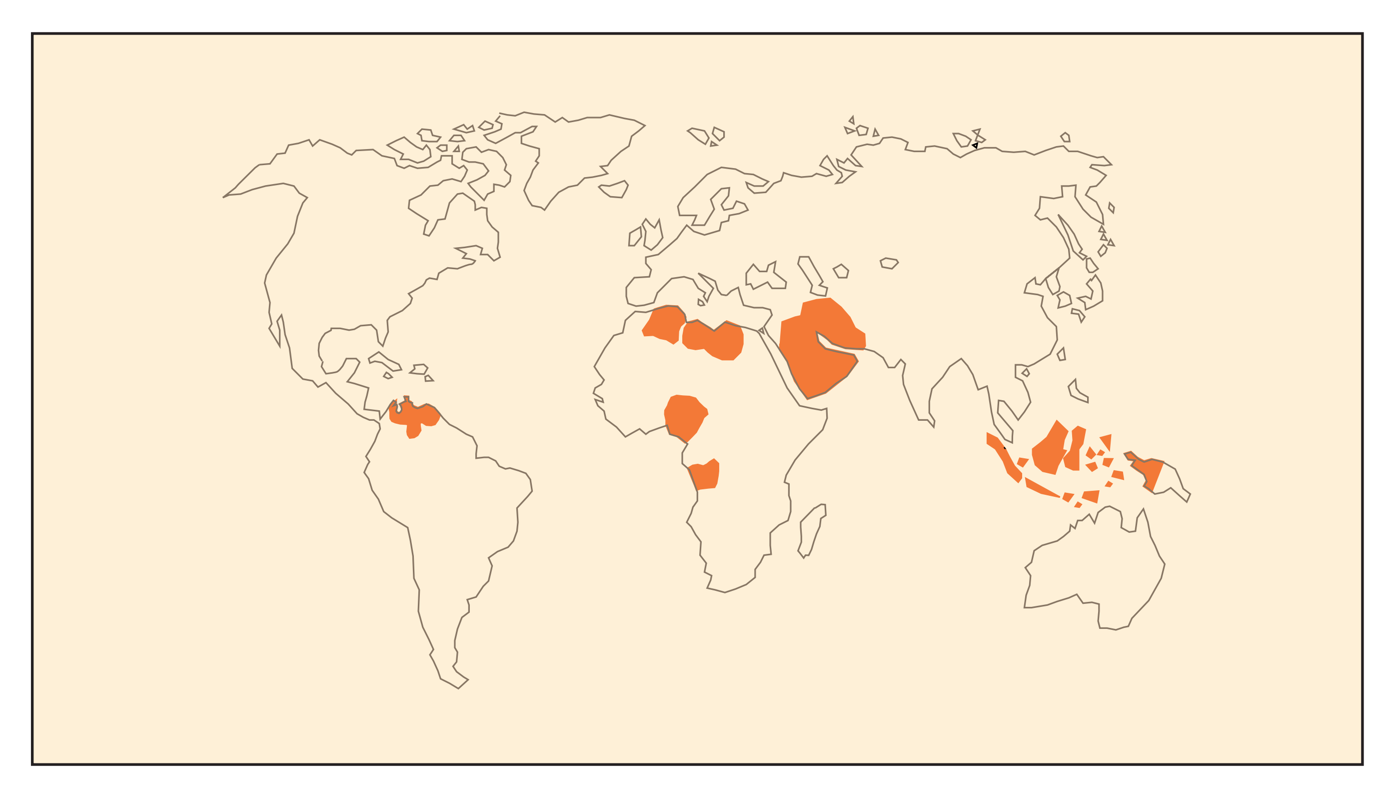


Fig. 10-5. Países miembros de la OPEP, 1996.

Tabla 10-4. Crudos de la OPEP

Precio promedio, $/barril	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Venezuela (A)	2,66	2,88	3,90	13,95	13,57	14,10	13,83	13,94	16,74	28,87	32,88	32,88	28,88	28,03
Arabia Saudita (B)	2,19	2,47	2,86	11,70	11,53	12,38	13,00	13,66	24,00	28,67	33,00	34,00	28,91	29,00
Libia (C)	3,24	3,62	4,25	15,77	14,97	16,06	18,25	18,34	30,00	29,83	39,50	36,20	29,54	30,40

(A) Tía Juana Mediano, 26-26,9 °API.
(B) Crudo de 34-34,9 °API, entrega en la terminal de Rastanura.
(C) Crudo de 40 °API y más, entrega en la terminal de Brega.

Fuentes: MEM-PODE, 1982, p. 154; 1983.
Pet. Times Price Report, February 1984, interpolado.

ción de la Nación en el negocio petrolero, a través del Impuesto sobre la Renta (ISLR). Estas gestiones, junto con la Comisión Coordinadora y la participación en la OPEP, fundamentaron la política petrolera venezolana denominada “**Pentágono Petrolero**”.

En Venezuela, en los primeros años de los setenta, se promulgaron leyes que abonaron el camino que desembocaría en la gran decisión de que la Nación administrara la industria petrolera en manos de las empresas concesionarias. En 1971 se aprobaron y comenzaron a regir la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural y la Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos. En 1973 se aprobó la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de los Hidrocarburos.

Durante 1970-1973, la OPEP hizo sentir sus intenciones y propósitos de controlar y manejar la industria petrolera establecida en sus países miembros. Por primera vez, la Organización logra incrementos en los precios del petróleo por las fluctuaciones del dólar. Y, además, países productores del Medio Oriente, miembros de la OPEP, lograron convenios de participación con las compañías operadoras e iniciaron negociaciones preliminares tendentes a la nacionalización gradual de la industria.

Después de catorce años de gestiones, las acciones de la OPEP lograron en 1974 un aumento substancial de los precios del petróleo. Por primera vez en la historia de la industria petrolera mundial, los países productores/exportadores de petróleo representados en la OPEP acordaron poner fin al bajo precio del petróleo y decidieron que en el futuro los precios debían responder a las expectativas de ingresos de los países miembros para compensar las fluctuaciones del dólar y los incrementos en precios que por bienes y servicios imponen las naciones industrializadas. La Tabla 10-4 muestra la evolución del precio del petróleo.

La actitud y la decisión de la OPEP de aumentar el precio de los crudos en 1974 llamó poderosamente la atención de los consumidores. Sin embargo, la idea de considerar el petróleo como un recurso energético no renovable caló momentáneamente en la conciencia pública al frenar un poco la producción en 1975, pero en los años siguientes hubo un sostenido repunte hasta 1979, no obstante el aumento de precios durante esos años.

La década de los ochenta se inició con un marcado descenso en la producción de crudos. Muchos analistas del comportamiento de los mercados comentaron que un gran volumen de petróleo almacenado anteriormente encontró salida e indujo a la reducción de la producción. Se consideró también que al disminuir el volumen almacenado se tendría que

aumentar la producción. Las cifras que siguen son reveladoras.

Tabla 10-5. Producción mundial de petróleo

Años	Miles b/d
1971	47.890
1972	50.674
1973	55.458
1974	55.304
1975	52.968
1976	57.575
1977	60.201
1978	60.285
1979	62.806
1980	59.765
1981	56.018
1982	54.148
1983	52.683
1984	54.572

Fuente: MEM-PODE, 1981, p. 111; 1986, p. 185.

Varias áreas productoras fuera de la OPEP contribuyeron entonces, como hoy también contribuyen, con un substancial volumen de crudos al consumo mundial. Por ejemplo, entre esos productores unos han incrementado su producción y reservas significativamente y otros, no obstante la declinación de sus yacimientos, mantienen alta producción y tienen perspectivas de nuevos e importantes descubrimientos.

Se apreciará que parte del volumen de crudo se consume en el país productor, pero otra parte se exporta y compite con crudos que vienen de otras naciones productoras. Por ejemplo: el crudo de Alaska va preferiblemente a Estados Unidos pero también tiene mercado en el Japón, donde puede competir con crudos de Indonesia.

Las actividades de exploración/perforación exploratoria en tierra y costafuera de China cada día son más extensas y prometedoras. Crudos chinos se exportan al Japón, gran importador y consumidor de hidrocarburos.

En el mar del Norte, cuyos principales productores son Noruega y el Reino Unido, además de Holanda y Dinamarca, existen perspectivas de mantener y aumentar las reservas, lo cual reforzará no depender explícitamente de importaciones. Por ejemplo, las exportaciones directas de petróleo crudo y productos desde Venezuela para el Reino Unido fueron en 1974: 79.825 b/d, en 1984 34.266 b/d y en 1994: 26.634 b/d.

México, con su creciente aumento en las reservas y, por ende, mayor disponibilidad de producción, se ha convertido en un gran exportador de crudos y productos hacia su vecino, Estados Unidos. Por tanto, compite con otros exportadores en ese y otros mercados.

Al derrotar (1917) a la monarquía para luego implantar el socialismo/comunismo,

Tabla 10-6. Caudal petrolífero de ciertas áreas

Areas	Producción Promedio, miles b/d			Reservas* Millones de brls.		
	1974	1984	1994	1974	1984	1994
Alaska	193	1.715	1.576	10.096	8.642	5.314
China	1.300	2.732	3.001	25.000	19.100	24.000
Mar del Norte	36	2.462	5.189	23.247	21.134	28.245
México	514	2.799	2.687	13.582	48.300	65.050
URSS	9.243	12.304	7.038**	83.400	63.000	57.000**
Total (A)	**11.286**	**22.012**	**19.491**	**155.325**	**160.176**	**179.609**
Total Mundo (B)	**56.722**	**54.572**	**60.220**	**715.697**	**669.303**	**1.051.408**
A/B	19,90	40,34	32,37	21,70	23,89	17,08

* Al 1° de enero de cada año.
** Ex Unión Soviética, hoy Rusia.

Fuentes: MEM-PODE, 1986 y 1994.
Oil and Gas Journal, February 12, 1996.

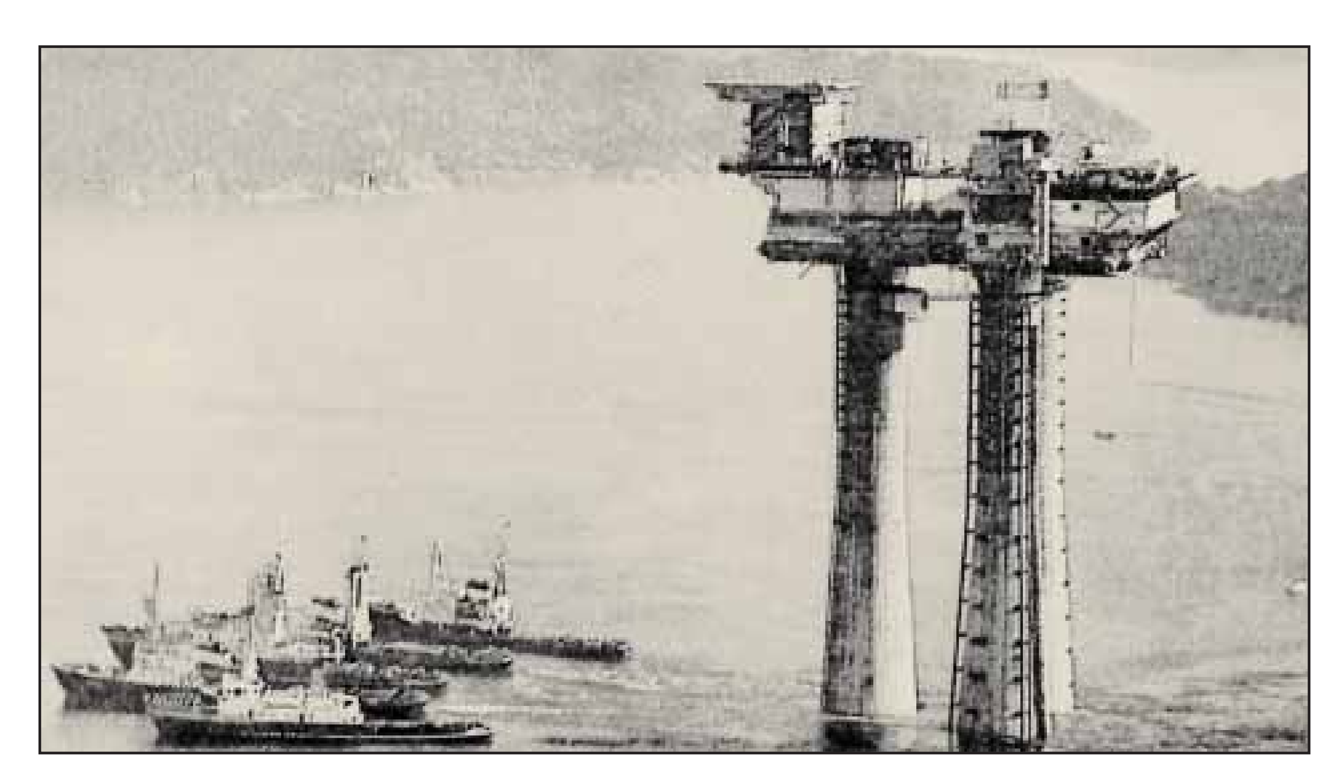


Fig. 10-6. Plataforma de producción, remolcada hacia las aguas profundas del campo Brent, mar del Norte.

1917-1989, la Unión Soviética comenzó en 1990 a orientarse hacia la forma democrática de gobierno. En septiembre de 1991, la República Rusa tomó control de su extensa industria petrolera y gasífera, la cual necesitará muchos esfuerzos para aumentar su producción. En tres años (1989-1991), la producción mermó 22 % y llegó a producir por debajo de 10 millones de barriles diarios.

Las exportaciones rusas de petróleo y gas natural son muy importantes para ese país por las divisas que generan y para los países europeos porque reciben directamente sus importaciones mediante oleoductos y gasductos. Recientemente, 1994-1996, la producción rusa se mantuvo en alrededor de unos 8 millones de barriles diarios pero necesita de muchas inversiones para fortalecer su potencial y capacidad de producción. No obstante las visitas de compañías petroleras estadounidenses y las firmas de cartas de intención y esfuerzos preliminares de actividades, todavía no se ha concretado una relación que pueda significar que el petrolero extranjero está bien establecido en la República Rusa o en otros miembros de la hoy Comunidad de Estados Independientes (ex URSS).

La contribución de nuevos yacimientos a la producción de ciertos países o áreas en el contexto global de aumento de la producción mundial, no representa sino mantenimiento del potencial existente ya que, por circunstancias del mismo mecanismo natural de producción que opera en los yacimientos, el potencial decae marcadamente, no obstante el gran esfuerzo exploratorio para encontrar nuevas reservas petrolíferas. Tal es el caso de Estados Unidos que, de gran exportador y productor de crudos, con el tiempo se ha mantenido a duras penas como gran productor pero se ha convertido casi irreversiblemente en gran importador neto de petróleo para satisfacer sus propias necesidades. Otro caso es la circunstancia fortuita de una guerra, como la habida entre Irán e Irak, y Kuwait e Irak que disminuyó drásticamente la producción normal durante

años. Esto perjudica a los propios países productores involucrados y a los clientes que dependen de esos exportadores.

La industria venezolana de los hidrocarburos

El 11 de marzo de 1975, el Gobierno Nacional introdujo en el Congreso el proyecto de Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos. Aprobada por el Congreso, el presidente Carlos Andrés Pérez le puso el ejecútese el 29 de agosto de 1975. Seguidamente, se creó la Comisión Supervisora de la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, adscrita al entonces Ministerio de Minas e Hidrocarburos (hoy Ministerio de Energía y Minas). Por decretos números 1.123 y 1.124 del 30 de agosto de 1975 se creó la empresa Petróleos de Venezuela S.A. y se le designó su primer directorio.

Así que, bajo el amparo de todos los instrumentos legales mencionados y avenimiento con las concesionarias, la industria petrolera pasó a manos de la Nación el 1° de enero de 1976, sin traumas internos ni desavenencias internacionales.

Desde 1976, la industria petrolífera, petroquímica y carbonífera nacional (IPPCN) ha mantenido su ritmo de operaciones de comercialización interna y de exportaciones de crudos y productos eficientemente. En veinte años de operaciones, PDVSA se ha convertido en una empresa internacional del negocio de los hidrocarburos y figura al lado de las más grandes compañías de su tipo en el mundo.

Las cifras de la Tabla 10-7 corresponden a los volúmenes de comercialización individual anual de crudos y productos y a los volúmenes acumulados en veinte años, como también la participación nacional en MMBs. por año y acumulado.

Tabla 10-7. Cifras de comercialización de PDVSA

	Productos, MBD		Crudos, MBD	Total, MBD	Participación nacional
Años	Mercado interno	Exportaciones (A)	Exportaciones (B)	(A+B)	MMBs.
1995	378	718	1.819	2.537	945.636
1994	361	649	1.693	2.342	817.630
1993	376	630	1.540	2.170	486.260
1992	363	625	1.429	2.054	628.904
1991	340	736	1.382	2.118	614.262
1990	330	639	1.242	1.881	608.060
1989	349	638	986	1.624	364.519
1988	371	639	1.011	1.650	101.684
1987	343	492	1.028	1.520	102.192
1986	342	585	949	1.534	52.706
1985	337	542	829	1.371	70.214
1984	336	510	1.007	1.517	80.878
1983	362	515	985	1.500	48.281
1982	381	492	1.062	1.554	58.878
1981	369	492	1.267	1.759	75.002
1980	355	581	1.283	1.864	70.839
1979	317	697	1.402	2.099	52.098
1978	283	719	1.244	1.963	31.952
1977	254	667	1.320	1.987	35.273
1976	244	786	1.370	2.156	33.471
Total acumulado Mbrls. veinte años	**3.200.013**	**4.511.621**	**8.613.195**	**13.124.816**	**5.278.739**

Fuente: PDVSA, Informe Anual, años mencionados.

II. La Oferta y la Demanda de Hidrocarburos

La demanda de los diferentes tipos de hidrocarburos como petróleos crudos, gas natural y productos derivados es la que finalmente controla la oferta mundial en los mercados. Si la demanda es alta, la producción es también alta y el precio de cada sustancia tiende a mantenerse estable o a subir si hay o se percibe que puede haber escasez de determinado suministro a corto, mediano o largo plazo. La alta demanda alienta, casi instantáneamente, inusitada actividad en todas las ramas de la industria para abastecer el consumo.

Cuando la demanda baja, inmediatamente se siente el efecto en todas las actividades de la industria. Primeramente, el precio de los crudos tiende a bajar. El volumen de producción debe ajustarse a niveles descendentes y esto repercute desde los pozos hasta los expendios de gasolinas, inclusive todas las operaciones corriente arriba y corriente abajo del negocio. Como es natual, afecta a todos los programas y proyectos de la industria por razones económicas.

Los altibajos de la oferta y la demanda pueden ser largos o cortos y son episodios que forman parte del negocio desde los mismos comienzos de la industria. Por tanto, no es nada fácil pronosticar con certeza el comportamiento general del mercado petrolero mundial a mediano y a largo plazo. Existen factores geopolíticos, socioeconómicos, geográficos, financieros y operacionales, que pueden influir en la oferta y la demanda mundial de los hidrocarburos. Por tanto, el dinamismo, la complejidad y la competitividad de la industria pueden ser afectados por los factores mencionados antes. A veces, condiciones atmosféricas extremas e inesperadas, en verano o invierno en los mercados importantes, influyen en la demanda, el suministro y los precios. De allí que la empresa mejor preparada para enfrentar con éxito las circunstancias sea la más beneficiada.

A los mercados de todo el mundo concurren un gran número de empresas privadas y estatales grandes, medianas y pequeñas, que conforman un extenso grupo de suplidores, compradores y/o distribuidores directos de crudos y/o productos. La capacidad empresarial y competitividad de cada empresa depende a la vez de sus recursos y grado integral de sus operaciones. Pues no es lo mismo operar como empresa integrada y como exportador desde su propio país que operar como una transnacional mediante varias empresas filiales desde varios países.

Compradores y vendedores

Dentro de los aspectos de comercialización internacional de los hidrocarburos, los países se clasifican sencillamente como compradores y vendedores o importadores y exportadores. Sin embargo, para ampliar el significado de esta clasificación es necesario enfocar otros aspectos.

Productores e importadores netos

Hay países que dependen totalmente de la compra e importación diaria de crudos y/o productos para satisfacer sus requerimientos energéticos de hidrocarburos porque su producción de petróleo autóctono es ínfima o inexistente, y son importadores netos. El ejemplo más evidente en esta clasificación es Japón, cuya producción de petróleo es de unos 15.000 b/d (OGJ, 25-12-1995, p. 63) y sus importaciones de crudos son millonarias para alimentar una capacidad instalada de 41 plantas de refinación a razón de 4,9 millones de barriles por día calendario (b/dc) (OGJ, 18-12-95, p. 48). Varios otros países en los cinco continentes son también importadores netos de hidrocarburos.

Tabla 10-8. Estados Unidos: demanda y suministros

Semana del 26 de julio de 1996	Promedio de cuatro semanas: Ultimas cuatro	Hace un año	Variación, %
Demanda (1.000 b/d)			
Gasolina para automotores	8.113	7.911	2,6
Destilados	3.051	2.770	10,1
Combustible jet	1.509	1.500	0,6
Residuales	785	765	2,5
Otros productos	4.630	4.270	8,4
Demanda total	**18.088**	**17.216**	**5,1**
Suministros (1.000 b/d)			
Producción propia de crudos	6.489	6.458	0,5
Producción LGN	1.871	1.750	6,9
Importación de crudos	7.662	7.312	4,8
Importación de productos	1.753	1.601	9,5
Otras fuentes de suministros*	1.317	1.348	-2,3
Total suministros	**19.092**	**18.469**	**3,4**

* Incluye otros hidrocarburos y alcohol, ganancias volumétricas de procesos de refinación y petróleo crudo no contabilizado.

Productores e importadores

Varios países, entre los cuales se cuentan algunos que tienen una apreciable producción de petróleo y/o gas, son importadores muy importantes. Su capacidad de producción no es suficiente para satisfacer el consumo. El ejemplo sobresaliente es Estados Unidos que, de gran exportador, después de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), comenzó al correr de los años a convertirse en gran importador absoluto, no obstante tener alta capacidad de producción de crudos. Hay otros países en esta categoría. La Tabla 10-8, del OGJ Newsletter, del 5 de agosto de 1996, p. 3, es reveladora de la demanda y suministros de hidrocarburos de los Estados Unidos y su dependencia de las importaciones.

Productores y exportadores netos

En esta clasificación dominan las 12 naciones que hoy conforman la OPEP. Ecuador ingresó a la Organización en 1973 pero se retiró en 1992. Las fechas y cifras que se muestran en la Tabla 10-9 dan idea del desenvolvimiento de la OPEP y su posición respecto a la producción y reservas de crudos del mundo.

El precio de los hidrocarburos

No es fácil responder la pregunta: ¿Cuánto, realmente, vale un barril de petróleo? Son tantas las operaciones básicas y afines que en materia de exploración, perforación, producción y transporte hay que cumplir con éxito para lograr un barril comercial de crudo que todas ellas involucran respetables inversiones, costos y gastos hasta entregarlo a las refinerías o a las instalaciones de otros clientes. Además, por encima de todos esos desembolsos, cada barril debe generar un determinado ingreso que garantice la rentabilidad del negocio. Iguales consideraciones son aplicables a los productos manufacturados del petróleo.

En la determinación del precio tiene mucha importancia la calidad y las características del crudo, que por comparación y competencia con crudos similares sirven al refinador para evaluar la cantidad, el volumen y la calidad de productos obtenibles de ese crudo y los precios que esos productos tienen en el mercado.

De allí que el crudo que compra el refinador debe reembolsar también, además de su precio, las inversiones, los costos y gastos

Tabla 10-9. Producción (MBD) y reservas (MMB) de los países de la OPEP

Crudos: P = Producción R = Reservas

Países		1960	1990	1991	1992	1993	1994	1995*
Arabia Saudita (1960)	P	1.240	6.413	8118	8.332	8.048	8.049	7.867
	R	50.000	260.342	260.936	261.203	261.203	261.203	258.703
Argelia (1969)	P	936	789	803	757	747	753	760
	R	8.000	9.200	9.200	9.200	9.200	9.979	9.200
Emiratos Arabes Unidos (1967)	P	382	2.062	2.386	2.266	2.159	2.167	2.194
	R	15.000	98.100	98.100	98.100	98.100	98.100	98.100
Gabón (1973)	P	145	269	295	292	312	297	354
	R	1.500	1.775	1.822	2.412	2.349	2.349	1.340
Indonesia (1962)	P	458	1.281	1.472	1.348	1.327	1.333	1.329
	R	10.000	10.785	10.247	9.754	9.270	8.783	5.167
Irak (1960)	P	975	2.114	279	526	660	749	600
	R	27.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Irán (1960)	P	1.050	3.183	3.433	3.432	3.425	3.596	3.654
	R	35.000	92.850	92.860	92.860	92.860	94.300	82.200
Kuwait (1960)	P	1.625	1.172	193	1.058	1.881	2.007	1.800
	R	62.000	97.025	96.955	96.568	96.500	96.500	94.110
Libia (1962)	P	184	1.397	1.500	1.433	1.361	1.390	1.370
	R	4.500	22.932	22.800	22.800	22.800	22.800	29.500
Nigeria (1971)	P	1.543	1.727	1.893	1.957	1.905	1.821	1.887
	R	11.680	17.100	20.000	20.991	20.991	20.991	20.828
Qatar (1961)	P	176	406	391	423	390	379	438
	R	2.750	4.352	4.210	4.056	3.914	3.776	3.700
Venezuela (1960)	P	2.846	2.137	2.388	2.390	2.475	2.617	2.789
	R	17.382	60.054	62.649	63.330	64.448	64.877	66.328
(A) Total OPEP	**P**	**7.736**	**23.234**	**23.344**	**24.170**	**24.542**	**24.906**	**25.042**
	R	**191.382**	**774.515**	**779.779**	**781.274**	**781.637**	**783.658**	**769.066**
(B) Total mundo	**P**	**20.859**	**60.635**	**59.966**	**59.699**	**59.729**	**60.469**	**61.445**
	R	**300.986**	**1.011.529**	**1.016.596**	**1.039.675**	**1.041.793**	**1.051.408**	**1.007.475**
% A/B	P	37,1	38,5	38,9	40,05	41,1	41,2	40,8
	R	63,6	76,6	76,7	75,1	75,0	74,5	76,3

* Cifras estimadas.

Nota: Los totales 1960 OPEP corresponden a los cinco países fundadores de la Organización ese año. En la columna 1960 se incluye la producción y reservas de los países que ingresaron a la OPEP en los años respectivos, indicados entre paréntesis.

Fuentes: MEM-PODE, 1965 y 1994.
Oil and Gas Journal, 25-12-1995.

de todo el tren de procesamiento más la rentabilidad deseada de estas operaciones, de acuerdo a la práctica y normas de la industria.

Factores que influyen en el precio

La oferta y la demanda crean la competencia de crudos y productos en los mercados, especialmente en los mercados internacionales. En el caso del mercado nacional, en algunos países los precios de los productos son regulados a expensas de la realidad de la oferta y la demanda y de las inversiones, costos y gastos involucrados.

La regulación de precios puede utilizarse con muchos fines que no todas las veces surten los resultados deseados. Por otro lado, la liberación de precios mal empleada puede desembocar en una especulación que exaspera al consumidor. También la guerra de precios puede inicialmente beneficiar a algunos proveedores y consumidores pero a la larga se empiezan a sentir los perjuicios y hay que retomar el curso de la oferta y la demanda.

A veces, diferenciales significativos de precios no inducen el flujo de suministros de un área a otra porque el volumen no es suficiente para copar la demanda y se corre el riesgo de perder el control y crear incertidumbre en el mercado. Otras veces, jugar con el precio como medio para atraer mayor clientela tiene su límite, porque no puede sustituir la calidad del producto, el buen servicio y las buenas relaciones establecidas vendedor/comprador. Si el precio se utiliza como regulador del consumo, su acción puede ser variable, podría inducir bajas momentáneas en el consumo o podría también ocasionar cambios en la actitud de los consumidores con respecto a otros productos que sustituyen al regulado.

En la industria petrolera estadounidense, ejemplo de mercado interno que se rige por la oferta y la demanda, y donde existen varias docenas de empresas integradas y cientos de empresas independientes productoras de crudos y cientos de empresas independientes refinadoras de crudos, la competencia por los mercados regionales es bastante fuerte. De vez en cuando se producen “guerras de precios” entre expendios de gasolina, pero esto es muy pasajero, porque a la larga la influencia de la oferta y la demanda juega su papel equilibrador. Además, llega el momento en que el público se cansa y su apatía resulta ser factor regulador.

Estas erupciones de competencia nunca han logrado el fin propuesto por sus iniciadores; al contrario, en ocasiones han sido condenadas por el público. Un aspecto que influye y ayuda es que toda la información sobre estadística petrolera es asequible a quien desee mantenerse informado sobre todas las operaciones petroleras y, por tanto, puede juzgar por sí mismo cómo se comporta el mercado.

En sí, cuando se trata de un crudo nuevo en el mercado, la siguiente información y aspectos son fundamentales para apoyar el precio que pueda asignársele:

- En primer término, es importante poseer un análisis de las características, propiedades y rendimiento del crudo, como los análisis presentados en el Capítulo 1.
- Comparar el crudo con otros crudos similares para tener idea sobre los procesos de refinación a que deben ser sometidos para optimar su rendimiento y comercialización.
- Apreciar si las instalaciones actuales de la refinería donde se piensa refinar el crudo son suficientes para lograr el rendimiento y la comercialización deseadas o si son necesarias modificaciones a las plantas o adiciones de plantas complementarias.
- Investigar si dicho crudo, mezclado con otro(s) crudo(s) hace más factible un mayor rendimiento de productos y, por ende, optimación de su comercialización.
- A mediano y a largo plazo, cuáles son las perspectivas comerciales de los pro-

ductos para obtener la posible optimación de su comercialización, en el mercado nacional y/o internacional.

• Origen del crudo, volumen de reservas, régimen de producción y capacidad de la empresa que lo ofrece.

• Precio del crudo en la terminal de embarque y cuáles son los costos de transporte y otros gastos afines hasta el destino final.

• Condiciones del contrato de compra-venta durante corta, mediana o larga duración, y los volúmenes necesarios del crudo para satisfacer los requerimientos de carga de la refinería durante las cuatro estaciones del año, tratándose de climas gélidos.

• Por último, la rentabilidad que cada producto derivado de ese crudo deja en la cadena de operaciones al concluir el mercadeo nacional y/o internacional.

Naturalmente, en todo esto son muy importantes también la estructura, la organización, los recursos de cada empresa, la magnitud y el alcance de las operaciones. Y, por encima de todo, la capacidad y experiencia de la gente. No es lo mismo una empresa que únicamente refina crudos que una empresa grande integrada. Tampoco es lo mismo una empresa integrada que opera solamente en su país sede que una que opera en el exterior, refinando y comercializando crudos y productos. También tienen más radio de acción y oportunidades las empresas que poseen filiales integradas en varios países y acometen el negocio petrolero en cadena a escala internacional.

III. Mercadeo Nacional

El mercadeo de petróleo y sus productos en todos los países del mundo es, quizás por su volumen y diversidad de componentes, la actividad comercial diaria más compleja e importante del negocio de los hidrocarburos.



Fig. 10-7. El transporte, un aliado en la cadena de comercialización de combustibles.

Compleja, por la secuencia de operaciones que le anteceden para asegurar y manejar los suministros requeridos y por las subsiguientes concernientes a la distribución y expendio al detal o al por mayor a las diferentes clientelas, desde el público en general a través de las estaciones de servicio hasta los hogares y las empresas e industrias de todas clases. Importante porque difícilmente podría cualquier nación mantener su ritmo cotidiano de actividades sin el petróleo y sus derivados.

Si el país tiene tipos y volúmenes de crudos de la calidad y cantidad suficientes para alimentar sus propias refinerías, los suministros de productos para satisfacer la demanda nacional están asegurados. Si los volúmenes y la calidad de petróleos propios no son suficientes, entonces las refinerías tendrán que depender de la importación de crudos y/o productos para complementar los requerimientos del mercado interno. Otra situación es la carencia total de recursos petrolíferos a pesar de contar con la disponibilidad de la capacidad instalada y la adecuada tecnología de refinación para abastecer el mercado interno y hasta disponer de excedentes de volúmenes de productos para exportar; en este caso, el punto crítico es la importación de crudos. También se da el caso de

países que no tienen recursos petrolíferos propios ni capacidad de refinación y dependen totalmente de la importación de productos.

Cada una de las situaciones anteriores representan para la nación involucrada aspectos y gestiones determinadas para obtener el abastecimiento diario de petróleo y/o productos requeridos por la demanda interna. Muchas naciones han vivido alguna vez varias de las situaciones mencionadas y otras han permanecido en una situación determinada de dependencia. Ejemplos: Estados Unidos, donde comenzó la industria en 1859, por muchas décadas fue gran productor, gran refinador y gran exportador, prácticamente inició al mundo en la utilización y el consumo de derivados de los hidrocarburos. Hoy continúa siendo gran productor y gran refinador pero se ha convertido en el mayor importador de crudos y productos. Japón siempre ha sido un gran refinador y exportador de productos a base de petróleo importado en su totalidad. Algunas naciones del Caribe importan todos los productos que necesitan porque no tienen petróleo ni refinerías.

Venezuela pasó por la etapa de importadora neta de productos. Sin embargo, en la octava década del siglo XIX, la Petrolia del Táchira comenzó a vender querosén en la región andina, obtenido de su refinería de 15 b/d de capacidad, alimentada con petróleo de sus propios pozos ubicados en su campo La Alquitrana, cerca de Rubio, estado Táchira; también exportó querosén a la vecina Colombia. A propósito de la gasolina importada, y con motivo del primer vehículo adquirido por la Policía Metropolitana de Caracas, en el periódico Nuevo Diario, del 25 de agosto de 1914, aparece un anuncio sobre marcas, especificaciones y precios de gasolinas que entonces se expendían en el país. Reza así:

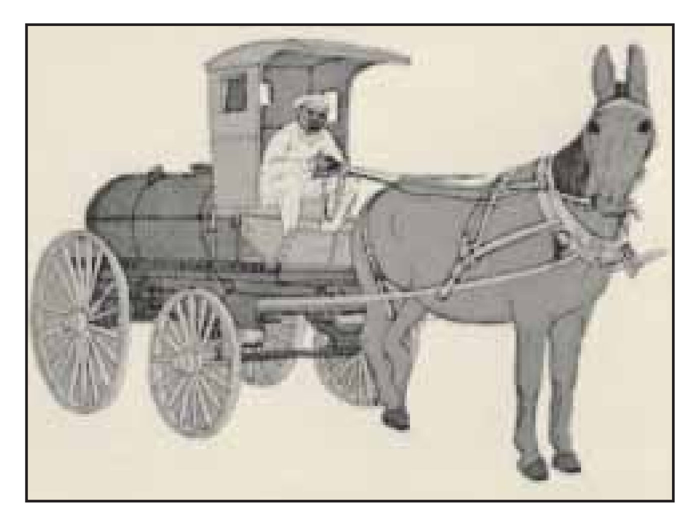


Fig. 10-8. Típico distribuidor ambulante de combustible (querosén) en los comienzos de la industria.

Caja de 18 litros, sello rojo, 72 grados
Bs. 22,82 (Bs./lt 1,27)
Caja de 18 litros, sello azul, 70 grados
Bs. 21,75 (Bs./lt 1,21)
Caja de 18 litros, sello amarillo, 60 grados
Bs. 21,25 (Bs./lt 1,18)

Precisamente, en 1914, al darse el descubrimiento del campo Mene Grande, estado Zulia, y más tarde iniciar su producción de productos en la refinería de San Lorenzo (1917), el país comenzó la escalada petrolera que lo convertiría en importante productor y exportador de crudos y al correr del tiempo también en gran refinador y exportador de productos, logros que en este siglo han contribuido generosamente a la economía del país. También comenzó en 1917 la proyección del mercadeo nacional con abundancia de productos propios, especialmente querosén.

Todo lo antes mencionado hace pensar que, en comparación con otros países productores de petróleo, en Venezuela la relación demanda-utilización-precio de los hidrocarburos ha generado un consumo subsidiado que ha sido muy difícil corregir totalmente. Tal situación va en detrimento de la economía nacional y representa una merma en ingresos para la propia industria petrolera.

Al correr de los años, se han dejado de utilizar productos más adecuados a las necesidades del país y, por tanto, un esfuerzo adicional en este sentido liberaría para la exportación crudos y/o productos que reforzarían la posición competitiva de Venezuela. Tal sería el caso de la sustitución de gasolina de motor por gas licuado, que además contribuiría a aliviar la contaminación ambiental; o la utilización de combustóleos de mayor calidad para la exportación u otros procesos de mayor rendimiento económico. Después de todo, hasta ahora, la exportación de crudos y productos es la base fundamental de la economía del país y de su industria petrolera.

En Venezuela se inició y está en promoción el uso del gas natural licuado para vehículos, GNV. El tipo de parque automotor con que actualmente cuenta Venezuela requiere ser adecuado a las necesidades reales de actividades de servicio público y al transporte masivo de personas. En este aspecto se puede contribuir significativamente al ahorro de combustibles y, por ende, obtener mayor provecho de los recursos petrolíferos del país.

Mercadeo de productos (Venezuela)

El avance y el desarrollo del mercado nacional fue creciendo en la medida en que fue aumentando el parque automotor y las pequeñas, medianas y grandes industrias del país. Las cifras de la Tabla 10-10 destacan el consumo de gasolina y otros productos.

La Segunda Guerra Mundial (1939-1945) tuvo efectos en el crecimiento del parque automotor en Venezuela, particularmente por la participación (1941) de los Estados Unidos en el conflicto y las restricciones que impuso a sus exportaciones de materiales, equipos, herramientas y vehículos requeridos para el esfuerzo bélico. Para entonces, no existían en el país plantas ensambladoras de vehículos ni la fabricación suficiente de algunos repuestos para el parque automotor. Todo era importado.

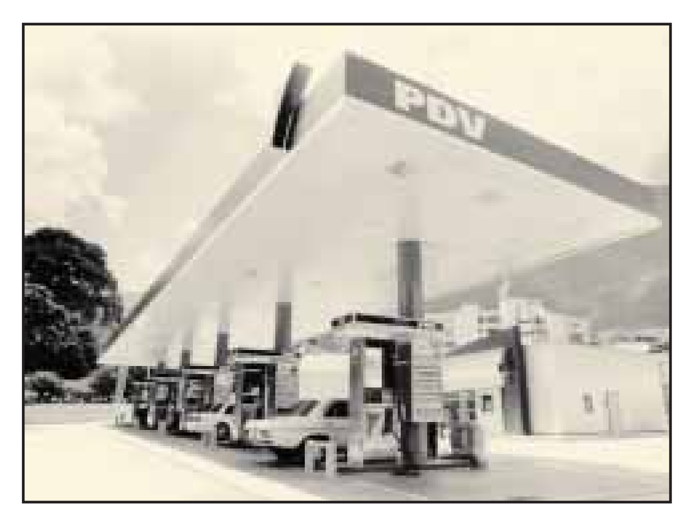


Fig. 10-9. Las estaciones de servicio PDV establecen un nuevo paradigma en la atención al exigente consumidor de hoy.

Para ejercer el control y la coordinación deseadas sobre la importación de artículos, el Gobierno Nacional creó la Comisión Nacional de Abastecimiento, por decreto N° 176 del 15 de agosto de 1944 (Gaceta Oficial N° 21.484 de la misma fecha). Para realizar sus funciones, dicha comisión contó con las secciones de Precios, Transporte y Comercio Exterior.

Una vez terminada la guerra (1945) comenzó el repunte del crecimiento de la matriculación de todos los tipos de vehículos y, por ende, el aumento significativo del consu-

Tabla 10-10. Crecimiento del consumo venezolano de productos

	miles de barriles	
Años	Gasolinas	Otros productos
1942	1.143	1.652
1945	1.530	3.065
1950	5.412	13.392
1965	18.873	45.297
1970	25.750	47.391
1980	61.787	64.588
1190	60.174	59.675
1995	71.905	66.065

Nota: Otros productos son: querosén, combustible pesado, Diesel y gasóleo, lubricantes, asfalto, turbo fuel, parafinas, G.L.P., etc.

Fuentes: MMH, Anuario Petrolero 1950-1951.
MMH-MEM-PODE, 1974, 1983 y 1994.
PDVSA, Informe Anual, 1995.

mo de gasolinas. Comenzó también la modernización y construcción de las estaciones de servicio. La comercialización nacional de petróleo y de los productos derivados creció como consecuencia del desarrollo industrial del país y la expansión de la manufactura de algunos artículos de mayor consumo y el plan de vialidad que se inauguró para acercar más las regiones del país.

Entre las decisiones de la Comisión Nacional de Abastecimiento figuró la regulación de precios de las gasolinas y el querosén, de acuerdo con la resolución N° 66 del 12 de diciembre de 1945 (Gaceta Oficial N° 21.883 de la misma fecha). Al detal, los precios promedio en bolívares por litro fueron los siguientes: 0,1083 para la gasolina etilizada; 0,1542 para la gasolina blanca y 0,1167 para el querosén. Antes de la regulación, la gasolina corriente de 74 octanos, tipo único que se vendía en el país, tenía el precio de Bs./litro 0,20 y máximo 30 céntimos. En las diez ciudades más importantes del país el precio promedio era 23,6 céntimos por litro. La regulación le rebajó el precio a 10 céntimos por litro. Por ejemplo, la gasolina de 78 octanos con tetraetilo de plomo vendida en Venezuela a Bs. 0,1083 litro estaba por debajo del precio de la gasolina de menos octanaje vendida en otras ciudades del mundo: Bogotá 0,1725; Buenos Aires 0,2381; Río de Janeiro 0,3186; Londres 0,3646; París 0,5080 y Roma 0,6859 bolívares por litro.

A partir de 1947, por los efectos de la Ley de Hidrocarburos de 1943, se empezó a consolidar en el país la expansión de la capacidad de refinación y el empleo de nuevos patrones de manufactura de productos. El diseño de nuevos modelos de motores y de diferentes relaciones de compresión requirieron gasolinas de variado rango de octanaje. A principios de la década de los sesenta, por primera vez en el país se instalaron surtidores de gasolina que ofrecían la manera para seleccionar el número de octanos de la gasolina requerida por cualquier motor. Mediante la mezcla proporcional de gasolinas de 83 y 95 octanos se podía obtener automáticamente gasolina de 87, 89 y 91 octanos. Por tanto, el cliente tenía cinco opciones de número de octano.

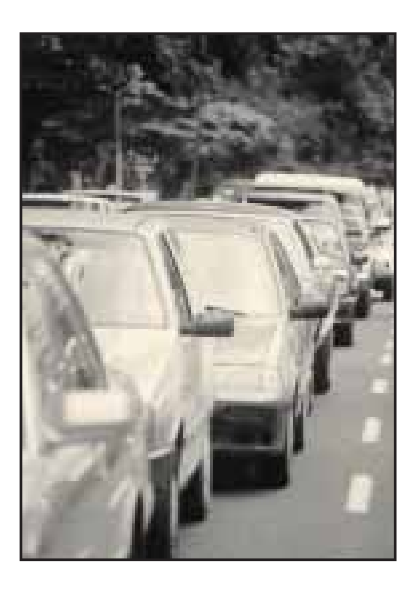


Fig. 10-10. El vehículo automotor es un medio de transporte colectivo o personal de uso universal.

IV. Reorganización de la Función de Mercadeo Interno (Venezuela)

Desde los comienzos de la industria venezolana de los hidrocarburos, algunas empresas integradas concesionarias se ocuparon de servir el mercado interno y también lo hizo, por corto tiempo (1960-1975), la empresa estatal Corporación Venezolana del Petróleo (CVP). Al efectuarse la estatización de la industria petrolera venezolana el 1° de enero de 1976, PDVSA y sus filiales Corpoven, Lagoven y Maraven siguieron atendiendo el mercado interno. Sin embargo, efectivo el 1° de abril de 1996, Petróleos de Venezuela aprobó la reestructuración de la función de Mercadeo Interno, para lo cual designó a su filial Deltaven para integrar todas las actividades que en la materia realizaban las otras filiales mencionadas antes. Por tanto, tendrá sus propias estaciones de servicio, plantas de mezclado y envasado de lu-

bricantes, flota de transporte terrestre y plantas en aeropuertos y puertos.

Actividades de Deltaven

• Vender al detal productos terminados a clientes finales, tanto en el mercado nacional como en el internacional seleccionado.

• Impulsar la participación del sector privado en el desarrollo de infraestructuras y suministro de un servicio más integral al cliente, promoviendo la apertura de un ambiente de competencia que se traduzca en beneficios para la nación.

Procesos y servicios de mercadeo

Para satisfacer eficazmente al cliente en ese preciso momento en que requiere los productos que desea para usos en el hogar, en los talleres, fábricas e industrias, puertos y aeropuertos, en el campo, y en el vehículo, se ha cumplido con anterioridad con una cadena de procesos y servicios operacionales y administrativos que conjugan los esfuerzos de las miles de personas que trabajan en la industria petrolera en exploración, perforación, producción, transporte, refinación/manufactura, comercialización /mercadeo, funciones corporativas y apoyos afines. La tarea es extensa y retadora.

De las refinerías se transportan los productos a los centros principales de almacenamiento y de distribución, ubicados en diferentes puntos estratégicos del país, para luego ser despachados a los expendios y, finalmente, a los consumidores.

El surtido de productos cubre un amplio espectro de especificaciones técnicas y de calidad necesarias para satisfacer los requerimientos para el uso y el funcionamiento en las diferentes aplicaciones específicas. Ejemplos:

• Gasolinas de diferentes octanajes para diferentes tipos de motores.

• Combustibles para diferentes tipos de aeronaves, embarcaciones, locomotoras y camiones.

• Aceites y lubricantes para automóviles, camiones, motocicletas, locomotoras, aeronaves, embarcaciones, y todos los usos industriales y hogareños.

• Aceites para sistemas hidráulicos de todo tipo.

• Fluidos para todo tipo de transmisiones.

• Aceites especiales para el corte y maquinado de materiales.

• Grasas especiales para lubricación industrial.

• Asfaltos para pavimentación, impermeabilización y otras aplicaciones.

• Limpiador y protector del radiador de automóviles.

• Liga (fluido) para frenos.



Fig. 10-11. Deltaven vende productos derivados de los hidrocarburos bajo la marca comercial PDV.

Asistencia técnica para los clientes

Además de garantizar la entrega oportuna y la calidad de sus productos, la industria petrolera mantiene un amplio servicio de asistencia técnica directa e indirecta para todos sus clientes. Esa asistencia involucra difundir conocimientos sobre el uso y aplicaciones de productos, de acuerdo con las especificaciones de diseño y de funcionamiento de las máquinas o sistemas que han de utilizarlos.

Esta fase del mercadeo la realizan personas muy bien adiestradas y de experien-

cia, cuyo principal objetivo es satisfacer los requerimientos de la clientela y resguardar el buen funcionamiento de la máquina.

Por ejemplo, en el caso del automóvil, se publica información para que el dueño y/o conductor obtenga el mayor beneficio económico y mecánico del uso, el funcionamiento y el mantenimiento de su vehículo; planos de ruta y de ciudades, para aprovechar mejor los viajes y el tránsito en las ciudades; recomendaciones sobre la selección de gasolina, aceites y lubricantes adecuados para cada tipo de vehículo; nociones sobre la revisión oportuna de los sistemas básicos y componentes del vehículo para obtener el mejor funcionamiento posible y evitar desgastes anormales y consumo innecesario de combustible; estado de los neumáticos/llantas y del tren de rodamiento; estado y funcionamiento del sistema de dirección; carburación, alimentación de combustible, compresión, encendido, expansión y expulsión de gases, silenciadores y tubos de escape; equipo de enfriamiento del motor (agua y/o aire); sistema eléctrico: arranque y alumbrado; sistema de aire acondicionado, sonido y mandos en el tablero; mantenimiento del chasis, carrocería, tapicería; repuestos para emergencias. Y, finalmente, guías y normas que deben observar todos los conductores en la ciudad y en las carreteras para evitar accidentes o daños lamentables, también tener muy presente evitar todo lo que pueda dañar el medio ambiente.



Fig. 10-12. El transporte aéreo es un gran usuario de combustibles y otros productos derivados del petróleo.

La distribución de productos

Por experiencia y por las modalidades de largos años de relaciones que la industria petrolera mantiene con todas las otras industrias de todo tipo, la distribución de productos se realiza por intermedio de empresarios especializados en mercadeo y cuyas empresas se ciñen y cumplen todos los requisitos y normas que sobre la materia tiene en vigencia cada empresa petrolera, a través de su función de mercadeo nacional.

En el caso de la industria venezolana, la distribución funciona con su estilo propio que incluye la mística de trabajo y de servicios prestados hace veinte años, atendiendo una zona geográfica menor, mediana o mayor que ha contado con una clientela variada y/o muy especializada conformada por una diversidad de empresas industriales.

Generalmente, para atender bien a los clientes se dispone de locales y espacios, áreas adyacentes, ambientes internos y externos, seguridad y protección de las áreas e instalaciones; recibo, almacenamiento y despacho de productos; relaciones y contactos con los clientes; asesoría técnica sobre los diferentes tipos de productos distribuidos: sus características y especificaciones, modos de empleo, funcionamiento de las máquinas e instalaciones que necesitan los productos y todos aquellos otros factores que contribuyen a que el cliente se sienta satisfecho y respaldado por un buen servicio.

La estación de servicio

La estación de servicio es el símbolo más visible de la industria y de las empresas petroleras.

Es sitio de parada obligada para todos los conductores de vehículos. ¿A quién no le es familiar una estación de servicio?

La selección de nuevos puntos de abastecimiento y la modernización de las estaciones de servicio existentes son manifestaciones de la respuesta que en el transcurso del tiempo la industria petrolera viene dando a los crecientes requerimientos del parque automotor.

Para brindar buen servicio y satisfacer las expectativas del público, todo el personal de la estación debe realizar sus tareas eficientemente y poner en práctica las normas y procedimientos básicos operacionales que resguardan la seguridad de las instalaciones, de los vehículos, del público y del propio personal en servicio. Además, la cortesía y el espíritu de colaboración entre servidores y servidos aumenta la eficiencia del despacho.

La estación de servicio de hoy cuenta con un equipo y componentes conexos de alta precisión de medidas volumétricas y funcionamiento electrónico que exigen mantenimiento y reparaciones por personal muy especializado. Este personal recibe adiestramiento técnico básico y experiencia práctica en talleres afines para garantizar el buen servicio en los expendios.

Todo conductor tiene su estación preferida. Sin duda, esa preferencia resulta del buen trato y del buen servicio que recibe, principalmente del despachador o vendedor de isla, quien es la primera persona que atiende al cliente en la estación. Es él quien con su buena presencia, aseo personal, cortesía, prontitud y colaboración se gana la confianza al despachar la gasolina, revisar el nivel de aceite del motor y de la transmisión, fluidos de los frenos y de la dirección, agua en el radiador y en la batería; observación rápida del motor para detectar desperfectos sencillos, limpieza de parabrisas y observación del estado de los cauchos y posible falta de aire.



Fig. 10-13. La estación de servicio es para el cliente reflejo del perfil de la empresa.

El despachador o vendedor de isla, para compenetrarse con sus actividades y mantenerse actualizado recibe cursos básicos sobre prevención de accidentes, prevención y extinción de incendios, prácticas de atención al cliente, aseo y mantenimiento de la estación.

Para aligerar el despacho de gasolina se dispone del autoservicio, por el cual el cliente se despacha él mismo para evitar esperas y ganar tiempo. El autoservicio cuenta con creciente aceptación por parte del público en ciertos sitios.

Administrar la estación de servicio demanda determinada preparación y disposición amable para tratar con empleados y el público. Para la empresa petrolera, la estación representa el último eslabón de la cadena de actividades pero para el público en general la estación es el sitio obligado que lo pone frente a frente con la imagen de la industria cuando necesita abastecerse de combustible y obtener otros servicios. Por tanto, el administrador se prepara mediante cursos que cubren materias como aspectos de mercadeo de productos; mantenimiento y limpieza; conservación de áreas físicas; decretos, resoluciones, ordenanzas y leyes que atañen a la administración y fun-

cionamiento de la estación de servicio; manejo y desarrollo de personal; seguridad; primeros auxilios; aspectos financieros del negocio; y el buen servicio al cliente.

La empresa tiene como norma que esa estación de servicio predilecta del cliente se mantenga así porque todo el personal que allí trabaja tiene como meta constante servir al público y servir bien.

Manufactura y utilización de productos: especificaciones y normas

Adicional a lo mencionado sobre este tema en el Capítulo 6 “Refinación”, es importante resaltar que la manufactura de productos del petróleo se realiza según estricto cumplimiento de especificaciones y normas avaladas técnicamente por las refinerías, por los fabricantes de los equipos para dichos productos, y por agencias gubernamentales y particulares especializadas en la materia. Este esfuerzo mancomunado para lograr productos de calidad y muy confiables representa en todo momento una garantía explícita para el consumidor.

Para mayor satisfacción del usuario de productos del petróleo, la manera de obtener el mayor provecho económico y operacional es seguir fielmente las instrucciones y recomendaciones técnicas sobre el empleo de cada producto, como también las que corresponden específicamente a la máquina o mecanismos respecto a determinado producto recomendado por el fabricante.

En Venezuela existe la Comisión Venezolana de Normas Industriales (Covenín), que junto con otros entes, como el Fondo para Normalización y Certificación de la Calidad (Fondonorma) y la Dirección de Normalización y Certificación de Calidad, bajo la conducción del Ministerio de Industria y Comercio (antes Ministerio de Fomento), promueven, elaboran y difunden información sobre la materia. Pues uno de los requisitos fundamentales de la industrialización es que cada país tenga sus normas de manufactura y de calidad nacionales para que los planes y proyectos, diseño y fabricación de equipos, herramientas y materiales, y funcionamiento de todo lo fabricado responda a determinadas especificaciones técnicas uniformes; naturalmente, sin descontar normas extranjeras que por su adaptabilidad, eficiencia y garantía de éxito puedan ser utilizadas.

V. Mercadeo Internacional

En las tareas y diligencias para cumplir con los embarques de volúmenes de crudos y/o productos hacia los mercados de ultramar están involucradas prácticamente todas las actividades de la industria petrolera integrada, descritas en los capítulos anteriores. En el caso de un país mayoritariamente exportador de petróleo y productos, como Venezuela, la continuidad y buenos resultados de esas actividades son importantes para mantener la posición indeclinable de suplidor confiable al más largo plazo posible. Por tanto:

• La **exploración** tiene que mantenerse constantemente activa en áreas vírgenes y conocidas para hallar suficientes yacimientos que repongan los volúmenes de crudos extraídos y que, mejor aún, añadan reservas a las remanentes para fortalecer el potencial de producción del país a los niveles deseados.

• La **perforación** exploratoria, de avanzada, de desarrollo y la de rehabilitación, reacondicionamientos menores, mayores o extraordinarios de pozos, debe mantenerse cónsona con los niveles de reservas para mantener o alcanzar el potencial de producción disponible deseado y la producción actual comprometida a corto, mediano y largo plazo.

• La **producción** diaria de diferentes tipos de crudos requiere estudios constantes de los yacimientos para aprovechar eficaz-

mente sus mecanismos de producción y/o prolongar por mucho más tiempo los límites de productividad económica mediante la inyección de gas y/o agua, vapor de agua u otros medios de extracción adicional de petróleo. Además, se requieren estudios y observaciones de todos aquellos otros aspectos de manejo del crudo desde el yacimiento al pozo, y del fondo de éste a la superficie, donde se separa del gas y del agua y se trata debidamente y se almacena para luego ser fiscalizado y despachado a terminales de embarque y/o refinerías.

• El **transporte** de crudos y/o productos, por oleoductos y/o poliductos, gabarras y/o tanqueros, o camiones-cisterna es clave por los grandes volúmenes que se manejan diariamente de líquidos de diferentes propiedades y características, requeridos por una diversidad de clientes que continuamente dependen del suministro para sus refinerías, plantas e instalaciones, que a la vez sirven al público en general.

• La **refinación** se encarga de convertir los crudos en productos o de darle procesamiento adicional a ciertos productos para impartirles las propiedades físicas y características necesarias para la comercialización. La refinación/manufactura depende de la eficacia y continuidad de las operaciones petroleras fundamentales antes nombradas.

• Y el **mercadeo nacional e internacional** de los hidrocarburos depende a su vez de la refinación/manufactura. Pero también las actividades de comercialización y mercadeo tienen sus propias características operacionales y modalidades de relaciones con la clientela. Veamos:

• Penetración y conservación de mercados: tan pronto como la industria petrolera dispuso de suficiente producción en el primer quinquenio de su iniciación (1859), la utilización del querosén como iluminante se esparció rápidamente por varias partes del mundo. Las empresas petroleras privadas, mayoritariamente estadounidenses y europeas, comenzaron a fomentar las exportaciones, gracias a que encontraban más petróleo en sus viejos y nuevos campos y activaban la exploración en varios países.

A medida que aumentaba la producción, también se ampliaban los mercados conocidos y se penetraba en nuevas regiones. Las ventas de iluminantes crecían, y poderosas empresas integradas privadas emergieron para

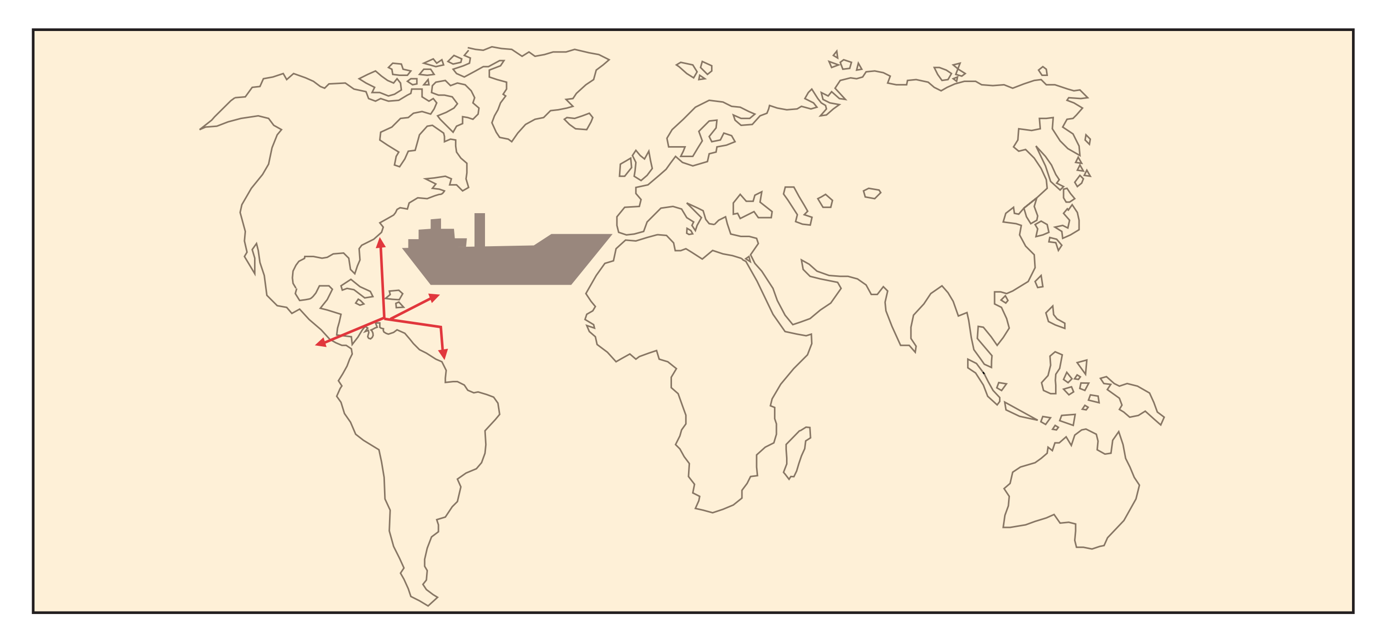


Fig. 10-14. La flota petrolera venezolana es reflejo de la capacidad de exportación del país.

luego convertirse en verdaderos imperios industriales, entre los cuales se cuentan hoy: Exxon, el Grupo Royal Dutch/Shell, Texaco, Mobil, British Petroleum, Chevron y otras. También se formaron y desarrollaron empresas petroleras medianas que al correr del tiempo se convirtieron en empresas operadoras y de mercadeo en gran escala.

Sin embargo, por circunstancias de conveniencia nacional, algunos países nacionalizaron la distribución y ventas de productos en sus territorios y otros estatizaron todas las operaciones petroleras de las concesionarias y de lleno se convirtieron en operadoras de todas las fases de la industria.

Pero más allá de las fronteras de cada país exportador de hidrocarburos, existe también la oferta y la demanda, y no es nada fácil la penetración de nuevos mercados y aun la conservación de mercados servidos durante muchos años. La competencia es decidida y marcada, y para mantener su posición comercial cada empresa debe contar no sólo con los recursos humanos, materiales y financieros, sino que también debe tener suficientes reservas petrolíferas para satisfacer a su clientela.

En ocasiones, la oferta de crudos y/o productos sobrepasa con creces la demanda diaria. Cuando se da esta situación existe un mercado de compradores, o sea que los precios tienden a bajar. Esta situación puede ser pasajera, más duradera y hasta crónica con una secuela de acontecimientos y acciones que pueden perjudicar la producción misma, mediante el cierre de pozos, desempleo, escasez de divisas, revaluación de proyectos, reducción del precio del crudo, dilaciones en las actividades afines y desarrollo de una cadena de males que perturban la vida nacional y la de casi todos los países.

En tiempo de auge económico mundial siempre hay mayor demanda de energía y la industria petrolera a veces no puede de momento satisfacer todos los requerimientos. Entonces se produce el mercado de vendedores. Los precios de los hidrocarburos tienden a subir, se agiliza la exploración, la perforación, la producción, el transporte y la refinación para satisfacer cabalmente la demanda de los clientes. Si este tipo de bonanza es de larga duración, a veces no todos los proyectos y requerimientos pueden cumplirse cabalmente porque la demanda de bienes y servicios es tan alta que hay que esperar también que los otros recursos necesarios estén disponibles.



Fig. 10-15. Tanqueros de otras empresas cargan crudos y/o productos en las terminales venezolanas.

Estas dos situaciones extremas, más que la excepción, parecen representar el ritmo de actividades que caracteriza a la industria: abundancia o escasez. La verdad es que por ser los hidrocarburos tan importantes para todas las actividades del diario quehacer, la industria petrolera es un indicador de la situación económica mundial.

• Flexibilidad en las operaciones: a medida que la industria petrolera fue teniendo éxito en los diferentes países donde dedicó esfuerzos en la búsqueda de petróleo, se fueron ampliando geográficamente las fuentes de suministros. Cada nuevo país productor influye en el negocio y su importancia como suplidor local y/o exportador se hará sentir de acuerdo

a la abundancia de sus reservas y a la calidad de sus crudos. Tal situación crea mayor competencia en los mercados y puede lograr cambios en la estructura de las operaciones.

Las empresas que desde el mismo comienzo de la industria incursionaron en la búsqueda de petróleo en diferentes países se transformaron bien pronto en casas matrices debido a que el éxito de sus filiales les procuró reservas petrolíferas en distintos sitios. Muchas de estas empresas no contaron desde el principio con reservas petrolíferas en sus países sede pero sí en otros y en volúmenes respetables que de hecho se convirtieron desde el comienzo en empresas transnacionales, ejemplos clásicos son el Grupo Royal Dutch/Shell, British Petroleum.

La interrelación entre filiales integradas hizo más propicia la utilización de recursos y a la vez facilitó la creación de una cadena empresarial para todas las operaciones (exploración, perforación, producción, transporte, refinación, mercadeo, comercialización e investigaciones), inclusive un mejor aprovechamiento de todos los recursos: humanos, financieros y físicos, como también el intercambio de invalorables experiencias en las aplicaciones de las ciencias y las tecnologías afines al negocio petrolero y en la conducción de relaciones comerciales y gubernamentales, nacionales e internacionales.



Fig. 10-16. Por el río San Juan, estado Monagas, navegan los tanqueros cargados de crudos producidos en los campos del oriente del país.

La estructura y el esquema de organización de operaciones integradas permite una flexibilidad de acción conducente a maximizar la utilización de todos los recursos y a obtener los más altos beneficios posibles en la comercialización de crudos y productos. La producción de una variedad de crudos en distintos países facilita mayores opciones de combinaciones directas o de intercambio para satisfacer determinados mercados. De igual manera podría hacerse con los productos. Esta estrategia empresarial no sólo funciona bien entre filiales sino que da pie para acometer operaciones de mayor envergadura mediante la colaboración mancomunada de varias empresas.

La realidad es que ninguna empresa petrolera puede acometer simultáneamente por sí sola todas las oportunidades que se le presentan en las diferentes actividades petroleras. Los recursos, aunque grandes, son limitados. Pero aunando esfuerzos, recursos y experiencias se ha logrado hacer realidad proyectos gigantescos. Ejemplos: las operaciones petroleras en Alaska, en el mar del Norte y en el círculo Artico; las investigaciones en exploración en aguas muy profundas y en mar abierto; las terminaciones en el fondo marino, a grandes profundidades; la construcción de grandes oleoductos, gasductos y poliductos, y muchos otros logros en todas las operaciones petroleras.

Sin embargo, la competencia existe y está allí, presente en todas las actividades y particularmente en los mercados. Pero también existe la colaboración, la participación y la tradición del esfuerzo mancomunado. Quizás sean estas actitudes de los petroleros las que impulsan a la industria a progresar continuamente.

• Petróleos venezolanos para el mundo: desde el momento (1917) de la consolidación del potencial de producción venezo-

Tabla 10-11. Desarrollo de la industria petrolera venezolana

miles de barriles

Años	Producción	Petróleo procesado	Exportaciones directas: Petróleo crudo	Exportaciones directas: Productos refinados	Productos refinados: Consumo interno
1917-1920	1.209	953	218	CND	CND
1921-1930	510.423	21.463	488.250	CND	CND
1931-1940	1.553.410	104.155	1.447.504	6.852 (1)	CND
1941-1950	3.447.198	395.431	3.116.610	236.366 (2)	75.998
1951-1960	8.323.292	2.120.873	6.187.635	1.599.429	383.028
1961-1970	12.436.501	3.923.448	8.487.456	3.240.466	630.403
1971-1980	9.475.628	3.868.567	6.007.459	2.877.365	986.811
1981-1990	6.843.059	3.336.934	3.777.562	2.035.641	1.425.198
1991-1995	4.623.315	1.757.737	2.880.404	1.200.980	759.461
Total	**47.484.035**	**15.529.561**	**32.393.098**	**11.197.099**	**4.260.899**

Nota: Petróleo procesado + exportaciones directas de petróleo no tienen que ser igual a producción, ya que volúmenes adicionales de petróleo para procesar y/o exportar proceden de participaciones, consignaciones o adquisiciones directas.

(1) Años 1938-1940; (2) Años 1944-1950.

CND = cifras no disponibles.

Fuentes: MEM-PODE, 1986 y 1994.
Oil and Gas Journal, February 12, 1996.

lano salieron ese año hacia los mercados extranjeros los primeros 57.000 barriles de crudo. Y a medida que en el transcurso de los años se descubrieron más yacimientos y aumentó el número de campos petrolíferos en las diferentes cuencas geológicas del país, se hacían cada vez más importantes las exportaciones de hidrocarburos para la economía nacional. Las cifras de la Tabla 10-11 muestran el desarrollo y la consolidación de la gigantesca industria petrolera venezolana.

Los crudos venezolanos siempre han formado parte importante de la dieta de muchas refinerías alrededor del mundo y la gama de productos de nuestras refinerías se vende también en el exterior, además de satisfacer el consumo interno nacional. Por otro lado, PDVSA tiene refinerías propias, participación accionaria o arrendamiento de instalaciones y capacidad instalada en miles de b/d en los siguientes países: Antillas Holandesas 310; Estados Unidos 990; Europa 870; y en Venezuela 1.190, para un total de 3.352.

Sin embargo, los crudos y productos venezolanos tienen que competir con los de otras naciones productoras y exportadoras en los cinco continentes en base a calidad, precio, ventajas geográficas del transporte y muchas veces hasta tratamientos preferenciales por razones comerciales entre países. No obstante todo lo mencionado, y gracias a la experiencia de nuestra gente que maneja el negocio y a la capacidad de producción de la industria petrolera nacional, Venezuela siempre ha sido considerada por sus clientes una fuente segura de suministros.

Si antes el manejo y la venta de crudos y productos en los mercados extranjeros lo hicieron las empresas concesionarias establecidas en el país, a partir del 01-01-1976, al decretarse la nacionalización de la industria petrolera venezolana, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus filiales operadoras asumieron la responsabilidad del mercadeo directo con los antiguos clientes y, más, ampliaron la lista de compradores de crudos y/o productos con

clientes que nunca antes habían solicitado suministros venezolanos.

La dinámica de la comercialización/mercadeo internacional de crudos y productos está sujeta a una variedad de factores y circunstancias económicas que operan en las relaciones internacionales. Por tanto, no es fácil predecir el comportamiento de la oferta y la demanda a muy largo plazo. Ultimamente se ha vivido un largo período petrolero internacional (1973-1996) que se ha caracterizado por una multiplicidad de episodios que, en conjunto, han ocasionado cambios profundos en el mundo petrolero, y PDVSA ha actuado directa o indirectamente según su estrategia e interés para establecerse y fortalecerse como empresa internacional actuando con presencia propia relevante en varios países.

Ejemplos:

• Embargo petrolero (1973) por los productores árabes contra varias naciones industrializadas como resultado del conflicto árabe-israelí.

• Inicio del aumento de precios de los crudos producidos por los países miembros de la OPEP (1973). Subsecuentemente, aumento de precios de los crudos en los años siguientes.

• Medidas de conservación y utilización más eficaz del petróleo y sus derivados, especialmente en las naciones industrializadas.

• Efectos de la drástica reducción de la producción de petróleo de Irán al ser derrocado el Sha (1979).

• Esfuerzos por incrementar el hallazgo y la producción de crudos en países fuera de la OPEP.

• Disminución de la producción de petróleo en Irán e Irak debido a la larga guerra (1980-1988) entre estos dos países.

• Desestabilización del mercado europeo de crudos por las ventas ocasionales y fluctuaciones de precios en el puerto de Rotterdam, Holanda.

• Todas las naciones compradoras e importadoras de crudos y/o productos sienten el aumento de los precios, y sus economías y presupuestos se recienten, especialmente en los países del llamado Tercer Mundo (ver Tabla 10-4, 1971-1984).

• El incremento y la disponibilidad de producción en ciertas áreas (Alaska, mar del Norte y México, principalmente) empieza a hacerse sentir en el mercado (ver Tabla 10-6, 1974, 1984, 1994).

• Esfuerzos por desarrollar y utilizar fuentes alternas de energía contribuyen en mayor o menor grado a contrarrestar la dependencia del petróleo. Se recurre al carbón, a la energía nuclear, a la energía solar, a la energía hidráulica, a fuentes termales y a la energía obtenible de fuentes agrícolas.

• Toma auge la mayor utilización del gas en Europa, tanto de fuentes propias como de mayores volúmenes importados de la Unión Soviética, en 1984, y en el futuro.

• Durante los años (1980-1984) se registró una sostenida reducción de la demanda mundial de petróleo y la producción diaria en miles de barriles se comportó así: 1980: 59.765; 1981: 56.273; 1982: 54.148; 1983: 53.259; 1984: 54.572. El año 1984 se inició con marcada tendencia a reducción de los precios del petróleo.

• Petróleos de Venezuela comenzó sus gestiones y actividades internacionales propias mediante el arrendamiento (1985) por cinco años de la refinería de Curazao, administrada y operada por la filial Refinería Isla.

• Petróleos de Venezuela adquirió el 50 % de la Nynas Petroleum de Suecia y aumentó su participación en las refinerías de Ruhr Oel, en Alemania Occidental (1986), también adquirió la mitad de Champlin, empresa refinadora/comercializadora en Estados Unidos, 1987.

• Petróleos de Venezuela obtuvo la extensión de arrendamiento de la refinería de Curazao por nueve años más, 1987.

• Petróleos de Venezuela es propietaria única de Champlin, que incluye la refinería de Corpus Christi, Texas, 1989.

• Petróleos de Venezuela es dueña única de la empresa Citgo, Tulsa, Oklahoma, 1990. Además, PDVSA compró a Chevron la terminal petrolera de Freeport, en Bahamas, 1990.

• Irak invadió a Kuwait, el 1° de agosto de 1990, y la acción tuvo repercusión mundial y se estremeció el mundo petrolero.

• Citgo, filial de Petróleos de Venezuela, ubicada en Tulsa, Oklahoma, adquirió la mitad accionaria de la empresa Seaview, que es dueña de una refinería en Paulsboro, New Jersey, Estados Unidos, 1990. Citgo adquirió a Champlin, filial de Petróleos de Venezuela, para fortalecer sus actividades de mercadeo en el suroeste de los Estados Unidos, 1991. También Citgo adquirió la totalidad de Seaview y, por ende, es propietaria única de la refinería de Paulsboro, y mediante esta adquisición creó la empresa Citgo Asphalt and Refining Company (CARCO), 1991.

• Comienza y termina rápidamente la guerra del Golfo para liberar a Kuwait (Kuwait-Irak), 1991.

• Citgo Asphalt and Refining Company (CARCO) adquirió la refinería de Savannah, estado de Georgia, Estados Unidos, 1993. Esta adquisición fortalece a Citgo en el mercado de asfalto de refinería en la Costa Este de Estados Unidos.

• Citgo y Lyondell Petrochemical incorporan la firma Lyondell-Citgo Refining, para procesar 18.000 metros cúbicos de petróleo pesado de Boscán. Con esta incorporación, Citgo es la primera asfaltera de la Costa Este de Estados Unidos, 1993.

Referencias Bibliográficas

1. American Management Association: **The Marketing Job**, New York, 1961.

2. American Petroleum Institute: **Basic Petroleum Data Book**, Petroleum Industry Statistics, publicación anual, New York.

3. BALESTRINI C., César: **Mercados Internacionales**, Capítulo IV, "Venezuela y sus Mercados Petroleros", Segundo Congreso Venezolano de Petróleo, Caracas, 1970.

4. BALESTRINI C., César: **La Industria Petrolera en Venezuela**, Centro de Evaluaciones, Caracas, 1966.

5. BETANCOURT, Rómulo: **Venezuela: Política y Petróleo**, Fondo de Cultura Económica, México, 1956.

6. BUCHANAN, Townley: **The Role of Petroleum in the Development of Venezuela**, Princeton University Press, Princeton, New Jersey, 1956.

7. CASSIDY, Ralph: **Price Making and Price Behavior in the Petroleum Industry**, Yale University Press, New Haven, Connecticut, 1954.

8. Compañía Shell de Venezuela: **The Competitive Position of Venezuelan Oil in World Markets**, Caracas, 1959.

9. Creole Petroleum Corporation (Departamento de Contraloría): **Datos Básicos sobre la Industria Petrolera y la Economía Venezolana**, Caracas, 1972.

10. DE CHAZEAU, Melvin Gardner: **Integration and Competition in the Petroleum Industry**, Yale University Press, New Haven, Connecticut, 1959.

11. Deltaven: publicaciones:
A. Comercialización en el mercado interno.
B. "La venta de gasolina será liberalizada", en: **El Universal**, 11-08-1996.

C. “El mercado interno hacia la libre competencia”, en: **Petróleo-Economía Hoy**, 16-09-1996.
D. Deltaven, nueva filial de PDVSA, 20-08-1996.
E. Deltaven promoverá la competencia en el mercado nacional de los hidrocarburos.

12. Financial Times: **Oil and Gas International Year Book 1982**, Longman Group Ltd., Essex, Inglaterra.

13. FISHER, Franklin M.: **Supply and Costs in the U.S. Petroleum Industry**, The John Hopkins University Press, Baltimore, Maryland, 1964.

14. HAMILTON, Daniel Corning: **Competition in Oil**, Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, 1958.

15. HARDWICKE, Robert Etter: **The Oilman´s Barrel**, University of Oklahoma Press, Norman, Oklahoma, 1958.

16. KEMM, James O.: **Let us Talk Petroleum**, Mycroft Press, Springfield, Missouri, 1958.

17. Lagoven S.A.: “Nuestros Socios de la OPEP”, en: revista **Nosotros**, Caracas, septiembre 1980.

18. Lagoven S.A.: **Datos Básicos sobre la Industria Petrolera y la Economía Venezolana**, publicación anual, Caracas.

19. Lagoven S.A.: Mercadeo Nacional, Caracas.
Publicaciones:
A. **Industria al Día**
B. **Extra Servicios**

20. LUGO, Luis: **La singular historia de la OPEP**, Ediciones CEPET, Caracas, 1994.

21. MARTINEZ, Aníbal R.: **Cronología del Petróleo Venezolano**, Vol. II, 1943-1993, Ediciones CEPET, Caracas, 1995.

22. Ministerio de Minas e Hidrocarburos: **La Industria Petrolera y sus Obligaciones Fiscales en Venezuela**, Primer Congreso Venezolano de Petróleo, Caracas, 1962.

23. Ministerio de Energía y Minas: **Petróleo y Otros Datos Estadísticos** (PODE), correspondiente a los años 1984-1994, inclusives.

24. Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC/OPEP): **Pricing Problems**, Suiza, 1963.

25. PARRA, Alirio; POCATERRA, Emma: **The Petroleum Industry in Venezuela**, Third Arab Petroleum Congress, Alejandría, Egipto, 1961.

26. PARRA, Alirio: **Algunos Aspectos de la Estructura del Precio Internacional del Petróleo Crudo** (tesis), George Washington University, Washington, D.C., 1957.

27. Petróleos de Venezuela S.A.: **Informe Anual**, correspondiente a los años 1984-1995, inclusives.

28. Petroleum Publications: **Oil Buyer´s Guide**, Lakewood, New Jersey, 1978.

29. QUINTERO, Rómulo; UZCATEGUI, Mario J.; MENDOZA, Fernando: **Mercados Industriales**, Segundo Congreso Venezolano de Petróleo, Caracas, 1970.

30. RISQUEZ, J.M.: **La Función de la Gerencia en el Mercado**, Impresiones Guía C.A., Caracas, 1955.

31. RISQUEZ, J.M.: **Lecciones Preliminares de Mercados**, UCV, Facultad de Economía, Caracas, 1954.

32. RISQUEZ, J.M: **Mercados: Naturaleza del Problema de los Mercados**, UCV, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, Caracas, 1951.

33. SALOMON, Walter J.: **Marketing Fuel Oil in Greater Boston**, Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, 1961.

Capítulo 11

Ciencia y Tecnología

Indice

Introducción

La práctica y la experiencia diaria curtió de conocimientos a los pioneros de la industria y, afortunadamente, bien temprano aceptaron la colaboración y contribuciones académicas de profesores y profesionales calificados, entre ellos geólogos, químicos, físicos, matemáticos e ingenieros que persistieron en entender el origen del petróleo; las maneras de buscarlo, ubicarlo, cuantificarlo, producirlo, transportarlo, transformarlo y comercializarlo.

Año tras año, 1859-1914, se fueron cosechando frutos de la colaboración entre hombres de operaciones de campo y los del aula, del taller, del laboratorio y de las fábricas de equipos, herramientas y materiales hasta llegar a dominar los aspectos científicos y tecnológicos de las actividades petroleras, inclusive la estructura, la organización, el modus operandi, los recursos humanos requeridos, la administración, los aspectos económicos y las relaciones nacionales e internacionales.

Cuando se fundó la primera empresa petrolera venezolana, la Petrolia del Táchira, uno de sus directivos, Pedro Rafael Rincones, viajó a Estados Unidos, en 1879, para familiarizarse con la tecnología petrolera y adquirir la maquinaria, herramientas y materiales necesarios para emprender operaciones en La Alquitrana, cerca de Rubio, estado Táchira. Y cuando las empresas petroleras concesionarias comenzaron a establecerse en el país, en la primera década del siglo XX, trajeron la experiencia y los recursos necesarios para emprender operaciones. Además, en sus naciones de origen contaban con el apoyo de sus respectivas casa matriz y, en otros países, con el de sus empresas filiales. En Venezuela era muy poco lo que entonces se sabía y había para satisfacer en buena medida las exigencias de una industria integrada, tan diversificada y técnica.

Sin embargo, el venezolano aprendió trabajando. Poco a poco, dentro de la misma industria, en planteles del exterior y del país empezaron a formarse los recursos humanos deseados. A medida que creció y se expandió la industria, las empresas organizaron laboratorios para determinados estudios y análisis cualitativos y/o cuantitativos relacionados con las operaciones. Además, establecieron talleres para atender la refacción y rehabilitación de equipos, herramientas, materiales y para realizar ciertos experimentos novedosos para mejorar las operaciones.

En esos laboratorios y talleres trabajó y se formó desde 1914 en adelante el personal venezolano que contribuyó a la ciencia y tecnología petrolera nacional. Ejemplos: diseño y construcción de gabarras de perforación utilizadas en el lago de Maracaibo; hincaje y construcción de pilotes y plataformas lacustres; mudanza y remolque de equipos de perforación sin desarmar en las sabanas venezolanas; operaciones de perforación, producción y transporte en el delta del Orinoco; diseño y fabricación local de herramientas; catalogación y análisis de las fuentes de aguas subterráneas en las regiones petrolíferas; estudios, modificación de metodología y nuevas aplicaciones de las Ciencias de la Tierra al subsuelo local; experimentos y aplicaciones de combustión in situ o inyección de vapor de agua en formaciones petrolíferas; producción y manejo de petróleos pesados y extrapesados; y muchos otros aspectos de las operaciones.

El 16 de septiembre de 1938 fue inaugurado el Instituto de Geología, auspiciado por los ministerios de Educación y Fomento, y la industria. La primera promoción, 13 geólogos, egresó en 1942.

Cambios y ajustes

La Segunda Guerra Mundial, 1939-1945, propició muchos cambios y ajustes en todas las actividades de la vida y la industria petrolera mundial tuvo su cuota de participación. La prioridad asignada al petróleo como

recurso natural requerido por las naciones aliadas destacó la importancia de Venezuela como productor y exportador de hidrocarburos. Durante el período señalado, Venezuela produjo 1.523.481.000 barriles de crudos y exportó 1.451.570.000 de barriles de crudos y productos.

En 1942, la promulgación de la primera Ley del Impuesto Sobre la Renta y su reglamento propiciaron cambios profundos en la industria petrolera, y también en el comercio y las personas en general como contribuyentes al Fisco Nacional. La aprobación de la Ley de Hidrocarburos de 1943 significó también un gran paso en las nuevas relaciones con las concesionarias y viceversa, desde el punto de vista técnico, control de la fiscalización de la producción de hidrocarburos y otros aspectos técnicos del negocio.

En 1944 se reorganizaron los estudios de Ingeniería en la Universidad Central de Venezuela y comenzó sus actividades el Departamento de Geología, Minas y Petróleos, cuyos egresados tenían oportunidad de trabajar en la industria petrolera. Más tarde, en 1954, se iniciaron los estudios de Ingeniería de Petróleos en la Universidad del Zulia. En 1962 comenzó sus actividades en Jusepín, estado Monagas, la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Oriente. Luego, en los años siguientes, la creación de más universidades y planteles de estudios superiores propiciaron la diversificación de carreras que permitieron mayor número de profesionales venezolanos en los cuadros de las petroleras.

Al terminar la guerra, comenzó la exportación de ciencia y tecnología desde los Estados Unidos. Las experiencias logradas en la preparación y ofrecimiento de todo tipo de adiestramiento, formación y desarrollo del recurso humano estadounidense para la guerra encontraron asidero en el exterior. En Venezuela, las empresas petroleras utilizaron esta oportunidad para incrementar la preparación de sus trabajadores y empleados trayendo instructores para dictar cursos en las diferentes ramas de la industria, inclusive cursos de alta gerencia. Además, aumentó significativamente la inscripción de venezolanos en las universidades estadounidenses y comenzó a desarrollarse un acercamiento e intercambio de profesores entre universidades de allá y de aquí. Todo esto prometió un nuevo enfoque para el sistema educativo venezolano que todavía está por hacerse realidad.

La creación de la Corporación Venezolana del Petróleo por el Gobierno Nacional en 1960 y la formación, ese mismo año, de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en Bagdad, por iniciativa de Venezuela y Arabia Saudita, acompañados por Irak, Irán y Kuwait, fueron acciones que fortalecieron las perspectivas petroleras de estos países.

Nuevos rumbos y horizontes

Venezuela tenía para entonces las experiencias de cincuenta y tres años como país productor y exportador de hidrocarburos. Sus relaciones con las petroleras le habían enseñado mucho. Había implantado normas y procedimientos de fiscalización y control de las operaciones, inclusive aprobación de los programas de inversiones, verificación de precios en los sitios de destino de los crudos y productos exportados por las empresas, mayor participación en las ganancias de la industria, entre otras. La situación petrolera mundial que comenzó a desenvolverse a mitad de la década de los sesenta en adelante, más la aproximación del año (1983) de reversión de las concesiones petroleras a la nación, sirvieron de punto de partida para promover debates y acciones que finalmente condujeron a proponer que el Estado manejara y administrara directamente la industria venezolana de los hidrocarburos.

Rápida y sucesivamente empezaron las autoridades a promulgar los instrumentos legales para llegar a la nacionalización. En 1972 se creó la Dirección de Bienes Afectos a Reversión en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos. En 1973 se aprobó la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de los Hidrocarburos. En 1974 se creó una Comisión General, integrada por entes gubernamentales y por entes representativos de la vida nacional, para estudiar la reversión de las concesiones petroleras. En 1975 se promulgó la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos y se creó la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A. Finalmente, cumplidos los requisitos de indemnizaciones que adeudaba la República de Venezuela a las concesionarias, el 31 de diciembre de 1975 (a las 24:00 horas) terminó el régimen de otorgamiento de concesiones.

I. Intevep

El 1° de enero de 1976 por decreto N° 1.387 se creó el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP), filial de Petróleos de Venezuela S.A.

Toda la experiencia acumulada por venezolanos en investigación científica y tecnológica, básica y/o aplicada, tenía que volcarse ahora a echar andar el Intevep para prestar directamente al país y a su industria petrolera estatal aquellos servicios que manejaron las concesionarias. No sólo los servicios existentes aquí, también los que no se tenían pero que tuvieron disponibles en el exterior, en las respectivas casa matriz y/o filiales. Fue un gran reto.

Antecedentes y comienzos

La ciencia y la tecnología como disciplinas de investigaciones básicas y aplicadas han atraído la atención de personalidades científicas y académicas profesionales venezolanas, desde los comienzos de la República. Sin embargo, no se han logrado todos los frutos esperados ni se ha desarrollado todavía una amplia tradición científica y técnica pero han surgido esfuerzos importantes.

En 1950 se creó la Asociación Venezolana para el Avance de la Ciencia (ASOVAC). En 1952 se fundó el Laboratorio de Investigaciones Médicas (Fundación Luis Roche). En 1954, el Instituto Venezolano de Neurología e Investigaciones Cerebrales, creado por Humberto Fernández Morán, luego fue el núcleo del futuro Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC) establecido en 1959. En 1969 se fundó el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Tecnológicas (CONICIT). Muchos años después (1976), al iniciar el Estado el manejo y la administración directa de la industria petrolera del país, estos y otros entes similares fueron fuente de inspiración y ayuda para el Intevep.

En la Asociación Pro-Venezuela, durante una mesa redonda en 1970, se le solicitó al CONICIT designar una comisión de trabajo para crear un centro de investigación petroquímica, lo cual más adelante resultó en la elaboración de un proyecto para investigación sobre petróleo y petroquímica. El grupo de trabajo lo presidió Marcel Roche y fue coordinado por Aníbal R. Martínez. De estos esfuerzos nació el proyecto para crear el Instituto de Investigaciones Petroleras y Petroquímicas (INVEPET) en 1972 y en 1973 el gobierno decretó que el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, el CONICIT, la CVP y el IVP establecieran la Fundación INVEPET y se procedió a registrar sus estatutos.

El 22 de abril de 1975, el INVEPET entregó al Ministerio de Minas e Hidrocarburos su diagnóstico sobre transferencia de tecnología en la industria petrolera. El día de la nacionalización, 1° de enero de 1976, el INVEPET

cambió de nombre a Intevep y Petróleos de Venezuela S.A. asumió responsabilidad plena de las funciones de esta nueva filial.

Veintidós años prestando servicios

En 1997 se cumplieron veintidós años de la estatización de la industria petrolera venezolana y de la actuación de funciones directivas gerenciales y operacionales corporativas de Petróleos de Venezuela S.A. y sus filiales. Durante estos años, los esfuerzos y realizaciones de la razón de ser de Intevep han sido esencialmente:

- Apoyar los negocios de la corporación, respondiendo a sus requerimientos tecnológicos.
- Desarrollar tecnologías en áreas estratégicas y en función de recursos propios.
- Mantener la competitividad técnica de PDVSA y sus filiales.
- Desarrollar nuevas oportunidades de comercialización para los crudos pesados y extrapesados.
- Maximizar la creación de valor agregado para la Nación.

Transferencia de tecnologías

Intevep inició un proceso integrado de desarrollo y transferencia de tecnologías nunca realizado antes en el país para satisfacer las necesidades inmediatas, a mediano y a largo plazo en las operaciones fundamentales y conexas de la industria de los hidrocarburos: exploración, perforación, producción, refinación/manufactura, transporte, evaluación y comercialización.

Todo esto requirió y sigue requiriendo investigación y desarrollo, fundamentados en los más amplios y apropiados recursos de ingeniería y servicios técnicos para elaborar proyectos, estudios de factibilidad y responder a consultas especializadas que deben tener aplicación en las operaciones. Por tanto, satisfacer los requerimientos tecnológicos y la información solicitada por los clientes es un reto perenne.

Para responder a los retos planteados, paso a paso Intevep fue provisto de la estructura y organización técnico-científica requerida y conformada por consultores, especialistas, analistas y tecnólogos para actuar dentro de cuadros administrativos, de jefatura de secciones, gerencia y dirección.

Al iniciar Intevep sus actividades, no había en el país suficientes investigadores científicos y técnicos en materia petrolera, específicamente, para empezar, con experiencia en determinadas especialidades como refinación/procesos/manufactura. Sobre la marcha comenzó a formarse el núcleo de recursos humanos requerido y con el tiempo a aumentarlo y diversificarlo. Al cumplir veinte años de servicios, Intevep mostró una nómina total de 1.751 empleados (ver Tabla 11-1).

Tabla 11-1. Distribución de personal de Intevep, 1996

Grado	Disciplinas	Cantidad	%
Doctorado	Física, Geofísica, Geología, Ingeniería Mecánica, Ingeniería Química y Química.	130	7,0
Maestría	Física, Geología, Química, Ingenierías: Civil, Materiales, Petróleos, Mecánica y Química.	241	14,0
Ingeniería y licenciaturas	Ingenierías: Civil, Computación, Materiales, Petróleos, Electrónica, Geofísica, Industrial, Mecánica y Química. Licenciaturas: Matemáticas, Química, Física, Geofísica y Geología.	614	35,0
Técnicos superiores universitarios	Química, Mecánica, Geología y Minas, Electrónica, Procesos Químicos, Electricidad e Informática.	306	18,0
Administración	Apoyo Administrativo.	460	26,0
		1.751	**100,0**

Infraestructura

Intevep está ubicado en un sitio montañoso de clima agradable, a corta distancia de Los Teques, capital del estado Miranda, y a unos 27 kilómetros de Caracas, capital de Venezuela, por la carretera Panamericana.

Para cumplir sus actividades, cuenta con las siguientes instalaciones:

- Conjunto de laboratorios (con un área de 16.000 m^2) dotados de equipos de avanzada que aseguran resultados oportunos y de alta calidad.
- Complejo de 27 plantas piloto y 11 unidades de servicio para simulación de procesos que permiten resolver problemas operacionales de variada complejidad, así como bancos de motores para pruebas de lubricantes y combustibles y un pozo experimental que permite una amplia gama de pruebas relacionadas con producción.
- Centro de Información Técnica (CIT) con acceso a más de 500 bases de datos internacionales, 30.000 monografías, 1.600 títulos de publicaciones periódicas, 25.000 normas técnicas, 1.050 discos compactos.
- Equipos de cómputo intensivo, organizados en: Centro de Simulación de Yacimientos, Centro de Procesamiento de Datos Geofísicos, Centro de Visualización Científica y Laboratorio de Química Computacional, todos interconectados por redes de alta velocidad.

Complementan las actividades desarrolladas por Intevep los convenios técnicos que tiene con 14 universidades venezolanas y extranjeras. Además, tiene convenios con 22 centros de investigación, en Venezuela y en otros países como Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Noruega.

El acervo tecnológico corporativo

Desde su fundación, Intevep inició sus actividades para atender con respuestas oportunas las necesidades de asistencia tecno-

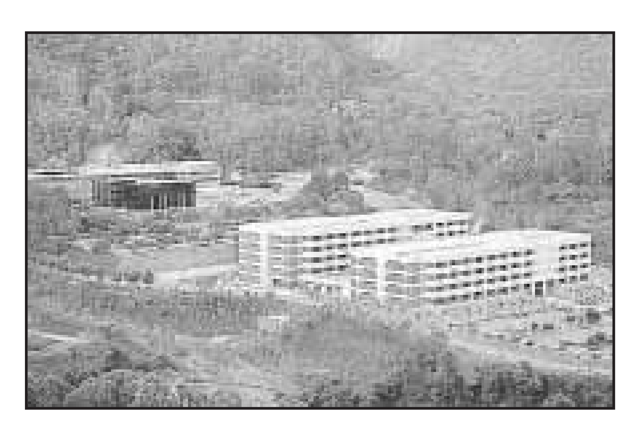


Fig. 11-1. Vista panorámica de las extensas instalaciones de Intevep.

lógica emanadas de las filiales de PDVSA. La extensión y calidad de las investigaciones realizadas hasta ahora están avaladas por 480 patentes y 178 registros de marcas comerciales en las áreas de perforación, gas, exploración, emulsiones, lubricantes, petroquímica, destilados, gasolina y crudos pesados.

Las patentes otorgadas a Intevep corresponden no sólo a las de Venezuela sino también a las otorgadas por Alemania, Brasil, Canadá, España, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Suiza, Australia, China, Dinamarca, Bélgica, Corea del Sur, entre otros, lo cual confirma el reconocimiento internacional obtenido por la capacidad de investigación técnica de la industria venezolana de los hidrocarburos.

Entre las patentes y marcas más relevantes de Intevep se ofrecen como muestras las siguientes:

IMULSION®: tecnología utilizada en la producción, transporte, tratamiento y uso de los bitúmenes de la Faja del Orinoco. Esta tecnología dio origen al desarrollo del producto Orimulsión®.

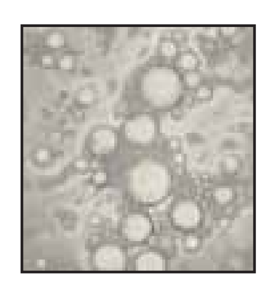


Fig. 11-2. IMULSION®.

ORIMULSION®: bitumen natural emulsionado con agua y surfactante. El bitumen se procesa en las instalaciones de la Faja del Orinoco y de Bitor, en Morichal, estado Monagas, donde se producen 100.000 b/d.

La Orimulsión® se usa como combustible en plantas de generación eléctrica o vapor y en diversos procesos industriales. Como combustible compite ventajosamente con el carbón, produce menos CO_2 por unidad de energía BTU o Kw ya que contiene menos cenizas. Es, además, un combustible que responde estrictamente a las normas de protección del ambiente. Ha sido sometido a pruebas satisfactorias en complejos industriales como Power Gen, Reino Unido; New Brunswick Power, Canadá; SK Power, Dinamarca; Compañía Estatal de Electricidad, Lituania; y en Kansai Electric, Kashima, y Mitzushima, Japón.

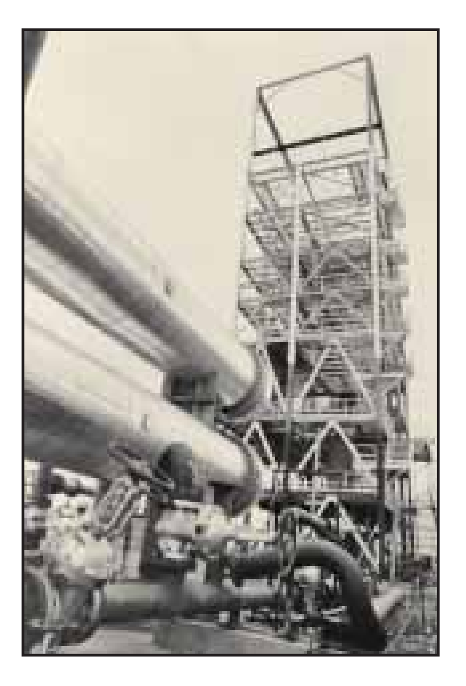


Fig. 11-3. Instalaciones de campo en Morichal, estado Monagas, donde se origina la preparación del combustible Orimulsión®.

HDH®: hidrocraqueo, destilación e hidrotratamiento de crudos pesados y residuales. Proceso catalítico de hidroconversión profunda. Tiene aplicaciones en el mejoramiento de las características de crudos pesados y en la conversión profunda de residuales de refinerías. Convierte más del 90 % del residuo al vacío. Tiene alta capacidad de remoción de metales. Consume poco hidrógeno. El producto logrado por el hidrógeno es estable. Produce muy baja cantidad de coque, pero sí alto rendimiento de productos líquidos. Se ha utilizado muy bien con crudos venezolanos tipo Morichal, Zuata, Merey, Guaibolache y Tía Juana Pesado, y con residuales de crudos livianos tipo Guafita, Barinas, Ceuta y Lagotreco.

ISAL®: proceso de refinación que utiliza un catalizador de lecho fijo para la producción de gasolinas de alta calidad, con alto octanaje, bajo azufre y olefinas, sin incremen-

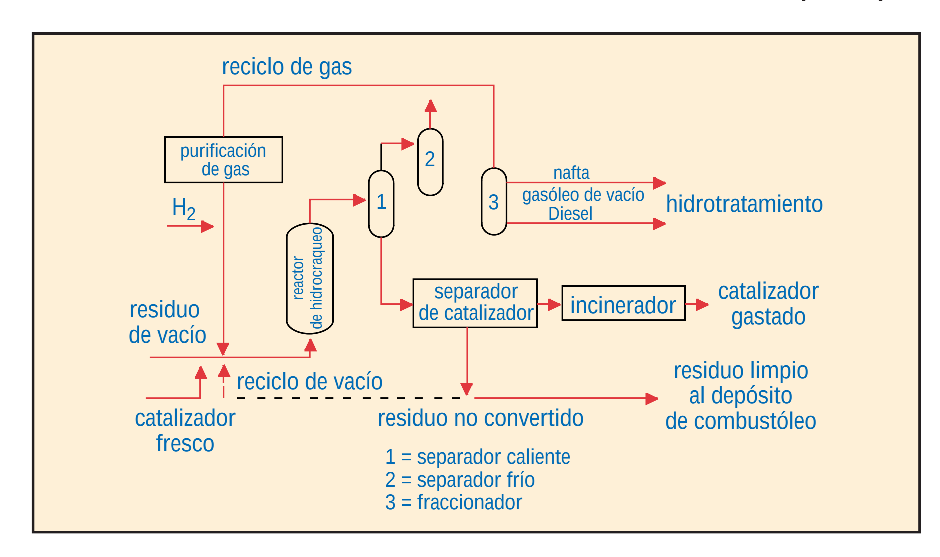


Fig. 11-4. Proceso HDH®.

tar la producción de aromáticos. Se emplea en la refinación para procesar naftas vírgenes y también las naftas provenientes del craqueo catalítico fluido o craqueo térmico (coquificación retardada). Produce componentes de gasolina de bajo azufre y olefinas. Tiene por ventaja conservar el octanaje con muy baja pérdida de rendimiento (4 %). Refinerías en Estados Unidos, México y Canadá están evaluando la posibilidad de aplicación comercial en sus instalaciones.



Fig. 11-5. ISAL®.

ETHEROL®: eterificación de iso-olefinas con alcoholes y producción de oxigenados para gasolinas reformadas. Permite obtener éteres aditivos para gasolinas, tales como el metil-ter-butil-éter (MTBE), ter-amil-metil-éter (TAME), éter-ter-butil-éter (ETBE) y otros para mejorar el octanaje y reducir el nivel de contaminantes de las emisiones de vehículos. El catalizador empleado cumple las funciones de eterificación, hidrogenación e hidroisomerización de olefinas. Dos plantas comerciales en Europa tienen experiencia con este proceso. En Venezuela se tiene experiencia de su aplicación en las refinerías Cardón, en Paraguaná, Falcón, y El Palito, en Carabobo; y en la refinería Isla, en Curazao, arrendada por PDVSA.

ORIMATITA™: densificante de fluidos de perforación, con base en mineral con alto contenido de hierro. Se emplea en pozos de gran profundidad y/o alta presión. No es abrasivo. Ha dado muy buenos resultados en pozos al norte de Monagas y en Ceuta, lago de Maracaibo.



Fig. 11-7. ORIMATITA™.

HYQUIRA™: analizador compacto para control de calidad de combustibles. También puede utilizarse en procesos de refinación o petroquímica y otras industrias como farmacia, alimentos, cosméticos, bebidas y pin-

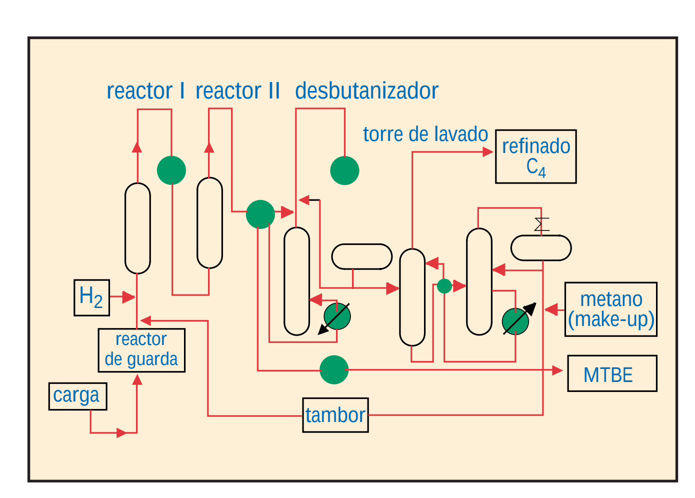


Fig. 11-6. Proceso ETHEROL®.

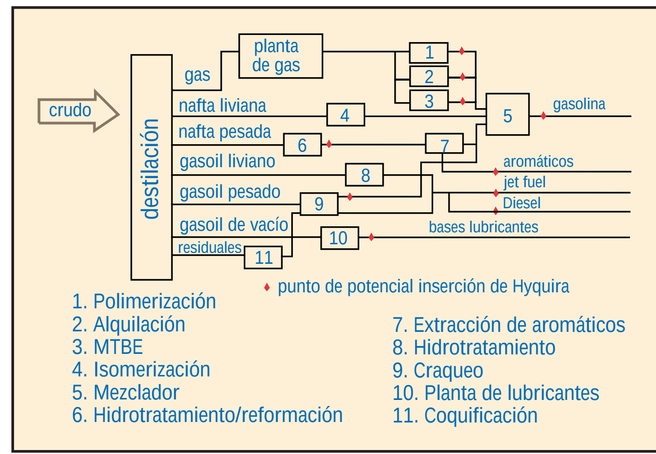


Fig. 11-8. Proceso HYQUIRA™.

turas, entre otras. Se ha instalado en las refinerías Amuay, en Paraguaná, estado Falcón; Isla, en Curazao; y UNO-VEN, en Chicago, Estados Unidos.

El negocio petrolero depende de otro negocio: ciencia y tecnología

A las muestras de procesos patentados y marcas de fábricas registradas de equipos y productos mencionados hay que agregarles muchísimas más, pero imposible hacerlo aquí por falta de espacio. Hay que mencionar también que Intevep ha desarrollado diversos catalizadores para hidrotratamiento, hidrodesmetalización e hidrodesulfuración utilizados en la conversión de crudos/residuales y reducción de emisiones.

Los procesos, equipos, productos y catalizadores desarrollados por Intevep representan un negocio. Por un lado, el negocio tiene que ser comercialmente productivo para afianzar su continuidad y conservar el respaldo de la clientela. Por otro lado, mantener con sus logros científicos y tecnológicos la capacidad competitiva y posición empresarial de avanzada de Petróleos de Venezuela y sus empresas, todo lo cual tiene un valor que puede resumirse así en lo correspondiente al período 1995-1996:

• Ahorro del 21 % en compresión de gas mediante la metodología corporativa de levantamiento artificial por gas.

• Aumento de 20 % en la conversión de residuales con el uso de un aditivo específico para aquaconversión en condiciones de viscorreducción.

• Ahorros operacionales mediante tecnologías aplicables a pozos horizontales, bombas autosumergibles, bomba de cavidad progresiva, y diluyentes utilizados en la explotación de la Faja del Orinoco.

• Asistencia a la refinería El Palito en el desarrollo, construcción y arranque de la primera unidad de éteres mezclados (MTBE-TAME) existente en Venezuela.

• Ahorros y beneficios de 1,6 millones de dólares/año en la refinería El Palito mediante el uso del proceso CDETHEROL+® para remover contaminantes (nitrilos).

• Beneficios y ahorros significativos a PDVSA en Venezuela y en el exterior a través de la asistencia técnica en craqueo catalítico fluido en sus refinerías.

• Ahorro y ganancias de gran magnitud mediante apoyo técnico y transferencia de tecnología a los complejos petroquímicos.

• Aumento de reservas de petróleo en 20 % mediante modelaje geológico operacional del campo El Carito, estado Anzoátegui.

• Incremento de la producción en 300 b/d/pozo en el área de Ceuta, estado Zulia, mediante el uso de un nuevo método de remoción de daños a la formación.

• Aumento de la tasa de inyección de agua, desde 10.000 hasta 30.000 b/d en pozos inyectores de agua en el campo El Furrial, estado Monagas, mediante el empleo de Ultramix™, desarrollado por Intevep.

• Reducción de 70 % en los índices de fallas de las sartas de perforación mediante adaptación de la tecnología ADIOS.

• Incremento de 600 a 800 b/d de producción por pozo, mediante la formulación y preparación de fluidos de perforación con aditivos sellantes para minimizar el daño a la formación durante la perforación de pozos horizontales de reentrada.

Para dar una idea del crecimiento de la tecnología que desarrolla Intevep, en 1995 se le otorgaron 48 patentes y otras 57 esperaban por aprobación.

Hay que destacar la dedicación y el espíritu de trabajo que guía al personal en sus actividades, según las cifras que se presentan en la Tabla 11-2.

Tabla 11-2. Horas-hombre dedicadas al esfuerzo técnico-científico, 1995

Actividad	Miles horas-hombre	%
Servicios Técnicos Especializados	598	46
Investigación y Desarrollo	494	38
Proyectos Corporativos	117	9
Investigación Básica Orientada	91	7
Total	**1.300**	**100**

Referencias Bibliográficas

1. BARBERII, Efraín E.: **El Pozo Ilustrado**, tercera edición, Lagoven S.A., Caracas, diciembre 1985, pp. 166-176.

2. BOLIVAR, Rafael A.: "Importancia de la Química en la IPPCN", en: **Revista de la Sociedad Venezolana de Química**, Volumen 16, N° 4, octubre-diciembre 1993, pp. 3-9.

3. Diccionario de Historia de Venezuela: **Ciencias Naturales, Físicas y Matemáticas**, Siglo XX, Fundación Polar, Caracas, 1988, pp. 665-667.

4. Intevep:, S.A.: **Resumen Actividades 1995**; **Tecnología como Negocio**, junio 1996; **Intevep 1996** (disponible en Internet).

5. MARTINEZ, Aníbal R.: **Cronología del Petróleo Venezolano, 1943-1993**, Vol. II., Ediciones CEPET, Caracas, 1995, pp. 162, 164, 187, 197, 217, 226, 253, 270, 308.

6. Petróleos de Venezuela S.A.:
   A. **Informe Anual**, correspondiente al año citado, y referente a Intevep: 1976 (24); 1977 (5/30-31); 1978 (5/35-36); 1979 (5/30); 1980 (8/48-50); 1981 (7/36-39); 1982 (34-35); 1983 (50-53); 1984 (50-52); 1985 (53-54); 1986 (31-33); 1987 (48); 1988 (46); 1989 (50-52); 1990 (52-53); 1991 (46-47); 1992 (36-37); 1993 (36-38); 1994 (44-45); 1995 (45-46).
   B. **1976-1985. Diez años de la Industria Petrolera Nacional**: Intevep, pp. 12, 59, 61, 84, 92, 95, 96, 97, 101, 109, 110, 111, 112, 131, 132, 133, 134, 135, 144, 238, 239, 285, 286, 287, 384, 385, 386, 395, 396, 414, 433, 441, 462; IVIC, pp. 96, 239, 285, 286; Caracas, 1986.

Capítulo 12

La Gente del Petróleo



Indice

Introducción

Toda actividad se identifica por ciertas características resaltantes y por la conducción que le imprime la gente que actúa en ella. Desde 1859, la gente del petróleo ha ido a los sitios más inaccesibles e inhóspitos del planeta Tierra en busca del maravilloso recurso. Ese espíritu pionero y el inquebrantable optimismo por hacer realidad sus deducciones sobre la prospección en tierras vírgenes son características del petrolero de antaño y del presente. El esfuerzo para llegar a donde está el tesoro, trabajar y sacarlo permanece incólume.

Ciertamente, casi catorce décadas de actividades, aquí, allá y más allá, atestiguan haber forjado una industria mundial de grandes proporciones, gracias a la intrepidez y a la perseverancia de la gente del petróleo.

Los 11 capítulos anteriores están dedicados a los fundamentos y aspectos técnicos de las operaciones. Este decimosegundo capítulo dibuja, en parte y a grandes rasgos, el perfil del recurso más importante de la industria: su gente.

I. Los Pinitos de la Industria

El comienzo (1859) no fue fácil. No se tenían grandes nociones ni experiencias fehacientes para proceder, coordinar y controlar las operaciones de la naciente industria que, a pocos años de iniciada, se transformó en una extensa diversidad de esfuerzos, de tecnologías aplicadas, de operaciones y de transacciones comerciales a escala mundial.

Una de las premisas que al comienzo confrontaron y aceptaron los iniciadores de la industria fue que las operaciones seguían una secuencia natural insoslayable y difícil de modificar. A la **exploración** sigue la **perforación**, y si se tiene éxito se inicia la **producción** y el manejo diario de grandes volúmenes de hidrocarburos a través de adecuadas y tipos diferentes de instalaciones. Luego hay que ocuparse del **transporte** de crudos para llevarlos a los centros de **refinación**, y desde aquí iniciar el **mercadeo** de productos hacia los diferentes sitios de consumo. A todo lo largo del negocio hay que conjugar la oferta con las exigencias y peculiaridades de la demanda de cada mercado para lograr la **comercialización** óptima de los crudos y productos requeridos.

Por tanto, al nacer, la industria misma impuso a sus creadores la estructura básica de las operaciones integradas para su futuro desarrollo, sin menoscabo de que quien quisiera pudiera actuar diferente pero a riesgo de desperdiciar oportunidades.

Muchos de los pioneros se iniciaron en una u otra fase de la industria. Muchos fracasaron en una u otra de las fases. Muchos triunfaron en una u otra. Y gracias a la intrepidez, a la perseverancia y al esfuerzo de todos, la industria arrancó, evolucionó y se convirtió en el gran emporio internacional que es hoy.

Entre esos muchos de la primera etapa (1857-1900) de la industria petrolera, se destaca la recia personalidad de John Davison Rockefeller (1839-1937), quien incursionó en el negocio petrolero vía la refinación (1862) y luego organizó (1870) la empresa integrada



Fig. 12-1. John Davison Rockefeller.

Standard Oil Co., cuyas filiales se dedicaron a la búsqueda de petróleo y operaciones afines primero en el propio Estados Unidos y luego en otros países, hasta convertirse (1972) y permanecer hasta hoy (Exxon) como la primera y más grande empresa petrolera del mundo. Sin duda, apartando las controversias que suscitaron sus actuaciones, Rockefeller fue el genio organizador y conductor de la industria en la etapa formativa.

Los pioneros y la incipiente tecnología

George H. Bissell, Jonathan G. Eveleth y Asociados promovieron y organizaron en diciembre de 1854 la primera empresa petrolera, que denominaron Pennsylvania Rock Oil Company of New York, atraídos y entusiasmados por los rezumaderos petrolíferos vistos en la finca de los Hibbard, cerca del pueblo de Titusville, en el condado de Venango, estado de Pennsylvania. Su interés lo dedicaron a la utilización del petróleo como una fuente de iluminantes, que serviría para sustituir el aceite de ballena y los aceites vegetales que para entonces eran los más asequibles en el mercado.

Las intenciones y los esfuerzos de estos promotores fueron reforzados y avalados por la opinión positiva dada en abril de 1855 por el profesor de química del Colegio de Yale, Benjamin Silliman hijo, a quien le habían solicitado hacer análisis de rendimiento a muestras de crudo de Venango.

La industria comenzó por la refinación, ya que el informe del profesor Silliman abarcó el primer análisis detallado de la destilación del petróleo y el halagador rendimiento de fracciones que podían utilizarse satisfactoriamente, unas como iluminantes y otras para diferentes usos. Por tanto, los conocimientos químicos de la época y la incipiente tecnología aplicada (equipos, herramientas y materiales) para procesos químicos de conversión en el laboratorio, demostraron las posibilidades de la refinación del petróleo. Pero pasar del laboratorio a un volumen de operaciones en escala comercial fue un gran reto.

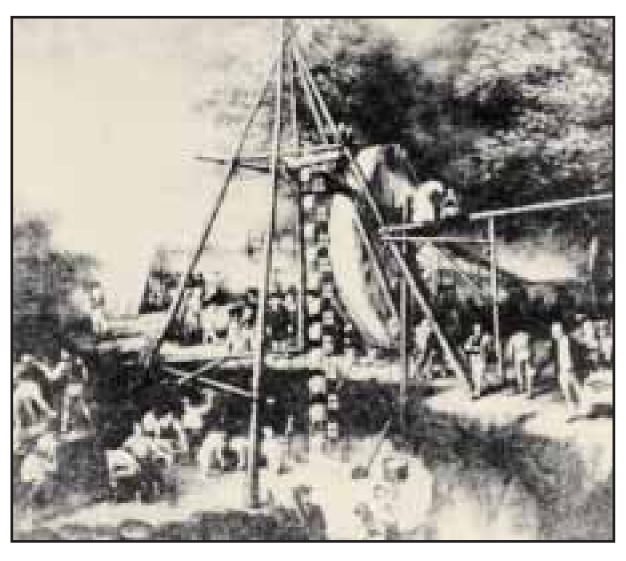


Fig. 12-2. Método primitivo de perforación, ideado por los chinos muchos años antes de la era cristiana.

¿Qué conocimientos y tecnologías se tenían para acometer la refinación misma y las otras fases de la naciente industria en escala comercial? Veamos:

Exploración

En exploración, los conocimientos geológicos de la época se concentraban en estudios de la superficie terrestre, con miras a la explotación de minas a cielo abierto y cuando más a excavaciones someras. Lo escrito sobre geología del petróleo, que era muy poco, se circunscribía a su aparición espontánea sobre el suelo en diferentes partes del mundo. Las reseñas disponibles sólo describían las características del petróleo recogido de los menes y su uso para satisfacer ciertas necesidades como calafatear embarcaciones, pegar materiales en las obras de construcción, impermeabilizar objetos y burdas aplicaciones medicinales.

Pero las preguntas geológicas fundamentales: ¿Cómo se genera el petróleo en las entrañas de la Tierra? ¿Cómo se atrapa y desplaza en el yacimiento? ¿Qué condiciones de-

ben darse para la existencia de grandes acumulaciones? ¿Cómo, sin el auxilio de rastros en la superficie, puede detectarse la posibilidad de su presencia en el subsuelo? ¿Cuáles mecanismos de desplazamiento operan internamente en los estratos que lo contienen una vez que comienza la producción? ¿Cómo manejar el petróleo en la superficie? Esas y muchas otras interrogantes no tenían respuestas de antemano y los promotores y pioneros de las primeras operaciones petroleras tuvieron que esperar la terminación de los primeros pozos para que la atención de los geólogos de entonces se volcara hacia la nueva industria.

Afortunadamente, antes y durante los primeros cuarenta años de la industria, se contó en muchos sitios con la existencia y la promoción de grupos de cartografía geológica o sociedades geológicas, cuyos miembros, al correr de los años, contribuyeron con sus conocimientos y publicaciones a la tecnología geológica requerida por la industria, primero en los Estados Unidos y luego en Rusia, Rumania e Indonesia. Entre estos grupos o sociedades se contaban los creados en las siguientes ciudades, estados o países: Londres (1807), Nueva York (1824), Massachusetts (1830), Francia (1830), Gran Bretaña (1835), Austria-Hungría (1849), India (1856), Noruega (1858), Suecia (1858), Italia (1868) y México (1895).

Sin embargo, la selección de los primeros sitios para perforar se hizo a capricho y por empíricos, tomando en cuenta la presencia de rezumaderos petrolíferos o menes y siguiendo el rumbo y buzamiento de estratos que afloraban en la superficie. Hubo hasta "videntes" y "adivinadores" de la presencia del petróleo en el subsuelo. Muchos se valían de un supuesto poder mental extraordinario o de una fuerza sobrenatural inexplicable que al caminar sobre el terreno los detenía en el sitio indicado o hacía que una rama "encantada" en forma de horqueta que sostenían con ambas manos se inclinara fuertemente hacia el suelo. Proliferaron los expertos en "riachuelogía", que ubicaban sitios apropiados para abrir pozos en el cauce seco o en las orillas de los riachuelos. Los empíricos jugaron su papel y hubo quienes, favorecidos por su audacia y por la suerte, adquirieron renombre local o regional, primero en el este de los Estados Unidos, luego en el resto de las áreas petrolíferas del país durante los primeros cuarenta años de la industria.

Pero una vez que los geólogos de la época dedicaron tiempo y esfuerzos a la interpretación de los primeros pozos secos y productores, como se verá, las cosas empezaron a cambiar.

Perforación

En la finca de los Hibbard, ubicada cerca de Titusville, Pennsylvania, y adquirida en $5.000 por la Pennsylvania Rock Oil Company, fue donde Edwin L. Drake consagró su nombre como precursor de la industria el 27 de agosto de 1859, al resultar productor de petróleo el pozo que había abierto hasta la profundidad de unos 18 metros.



Fig. 12-3. Edwin L. Drake.

Drake realizó su cometido gracias a su tenacidad, perseverancia y experiencia mecánica ferrocarrilera. Hasta entonces, horadar la tierra se había circunscrito específicamente a la búsqueda de agua y de sal. Sin embargo, algunos hombres de empresa ya eran pioneros en la abertura de pozos de gas y la utilización de éste para el alumbrado y la calefacción. Las herramientas disponibles eran muy rudimentarias y prácticamente la fuerza motriz utilizada era humana o animal, siguiendo las prácticas chinas de hacer hoyos mediante la aplicación del sistema rudimentario de horadación a percusión.

Drake tuvo muchos problemas para obtener el equipo y el personal deseado pero finalmente logró satisfacer sus necesidades. Diseñó y construyó una cabria a la que adicionó malacates principales y auxiliares para manejar las herramientas de perforación; agregó al sistema un balancín impulsado por una máquina de vapor, y por medio de innovaciones adicionales completó el equipo de perforación a percusión adecuado que le garantizase horadar hasta unos 300 metros.

Los perforadores y el personal auxiliar de la época no creían en la misión de Drake. Buscar petróleo en vez de sal o agua era aventurado. Pero Drake se ganó la confianza de unos pocos, entre quienes pudo seleccionar gente decidida a terminar la perforación con éxito, mediante la colaboración del perforador W.A. (tío Bill) Smith, no obstante los muchos contratiempos mecánicos y económicos.

Los estratos someros eran muy deleznables y el derrumbe de la pared del hoyo impedía el avance de la perforación. Para contrarrestar este inconveniente, Drake ideó proteger el hoyo logrado introduciendo a fuerza de golpes un cilindro metálico hasta cierta profundidad. Esta idea originó el diseño y empleo de sartas de revestidores que con el tiempo han evolucionado para satisfacer una gran variedad de aspectos y condiciones mecánicas y geológicas en las operaciones modernas de perforación.

La intención y los esfuerzos de Drake por terminar con éxito su pozo se vieron seriamente amenazados porque en el transcurso de las operaciones sus recursos económicos escasearon. El equipo, los materiales y las herramientas requeridas absorbían todo el dinero disponible. Casi al final, amigos que tenían confianza en sus propósitos le facilitaron dinero para que cumpliera sus aspiraciones. La suerte lo favoreció al tornarse el pozo en descubridor y productor de petróleo.

El pozo de Drake produjo por bombeo unos 20 b/d de petróleo y la hazaña sirvió para que Drake se hiciera famoso inmediatamente. La noticia corrió por todos los contornos y en cuestión de días el auge petrolero se posesionó de Titusville. Muchos pozos de bombeo siguieron al primero y después empezaron a brotar incontroladamente algunos de flujo natural.

Los estudiosos y profesionales de la época, especializados en las Ciencias de la Tierra, dirigieron su atención a la naciente industria y ofrecieron respuestas a muchas de las preguntas que planteó el pozo de Drake y los siguientes. El profesor canadiense Henry D. Rogers (1808-1866) hizo apreciaciones sobre la ubicación y la posición estructural del pozo de Drake. T. Sterry Hunt, también canadiense, amplió conceptos y formuló aplicaciones prácticas futuras sobre la teoría anticlinal. Alexander Winchell estudió la porosidad de las rocas, especialmente las arenas y areniscas, y dio a conocer la capacidad de almacenamiento (porosidad) de éstas para contener grandes volúmenes de petróleo.

A medida que se abrían más pozos y la industria se expandía por los estados de Pennsylvania, Ohio, Virginia, Nueva York, Oklahoma y otros, también cobraba interés en Europa (Rumania y Rusia) y en Asia (Indonesia) la búsqueda del petróleo. También comenzó a tomarse muy en cuenta la aplicación de los conceptos geológicos formulados por científicos de la talla

de Louis Agassiz (1803-1873), Charles Lyell (1797-1875), William Whewell (1794-1866), W.P. Schimper, H.E. Beyrich, Víctor Lemoine, Von Koenen y otros. Pero entre todos los pioneros de los años petroleros del siglo XIX y las primeras dos décadas del siglo XX, la figura que más sobresalió por hacer que la geología fuese parte fundamental de las operaciones petroleras fue el profesor I.C. White (1848-1927).

Al correr de los años de la primera etapa (1859-1900) emergió un criterio tecnológico básicamente práctico de las operaciones petroleras. Se aprendió haciendo y se hizo aprendiendo. En la escuela del trabajo se formó el grueso de los recursos humanos de la industria.

Producción

En 1860 la producción de petróleo estadounidense llegó a 500.000 barriles (98 % de la producción mundial) y Rumania produjo el resto, 9.000 barriles. Como se podrá apreciar, la producción estadounidense representó, aproximadamente, 1.370 barriles diarios. Pero el manejo de este volumen de producción trajo consigo muchos retos para los pioneros. Sin embargo, el ingenio y la voluntad los llevó a sortear obstáculos mecánicos para producir los primeros pozos. Extraían el petróleo del pozo mediante un achicador cilíndrico, que en el extremo inferior llevaba una válvula en forma de lengüeta. Al introducirse el achicador en el hoyo y si el nivel del petróleo era suficientemente alto, el achicador se llenaba por la boca o extremo superior. Si el nivel del petróleo en el hoyo era muy bajo, entonces con asentar el achicador en el fondo era suficiente para que el petróleo entrara al cilindro al subir la lengüeta. Al levantar el achicador, la lengüeta bajaba y no permitía que el petróleo saliera del cilindro. En la superficie, con asentar levemente la lengüeta contra el fondo del recipiente (barril) se podía desplazar el petróleo del cilindro.

Pero producir continuamente los pozos con este procedimiento era muy antieconómico e ineficiente. Los pioneros se las ingeniaron para adaptar el concepto del balancín

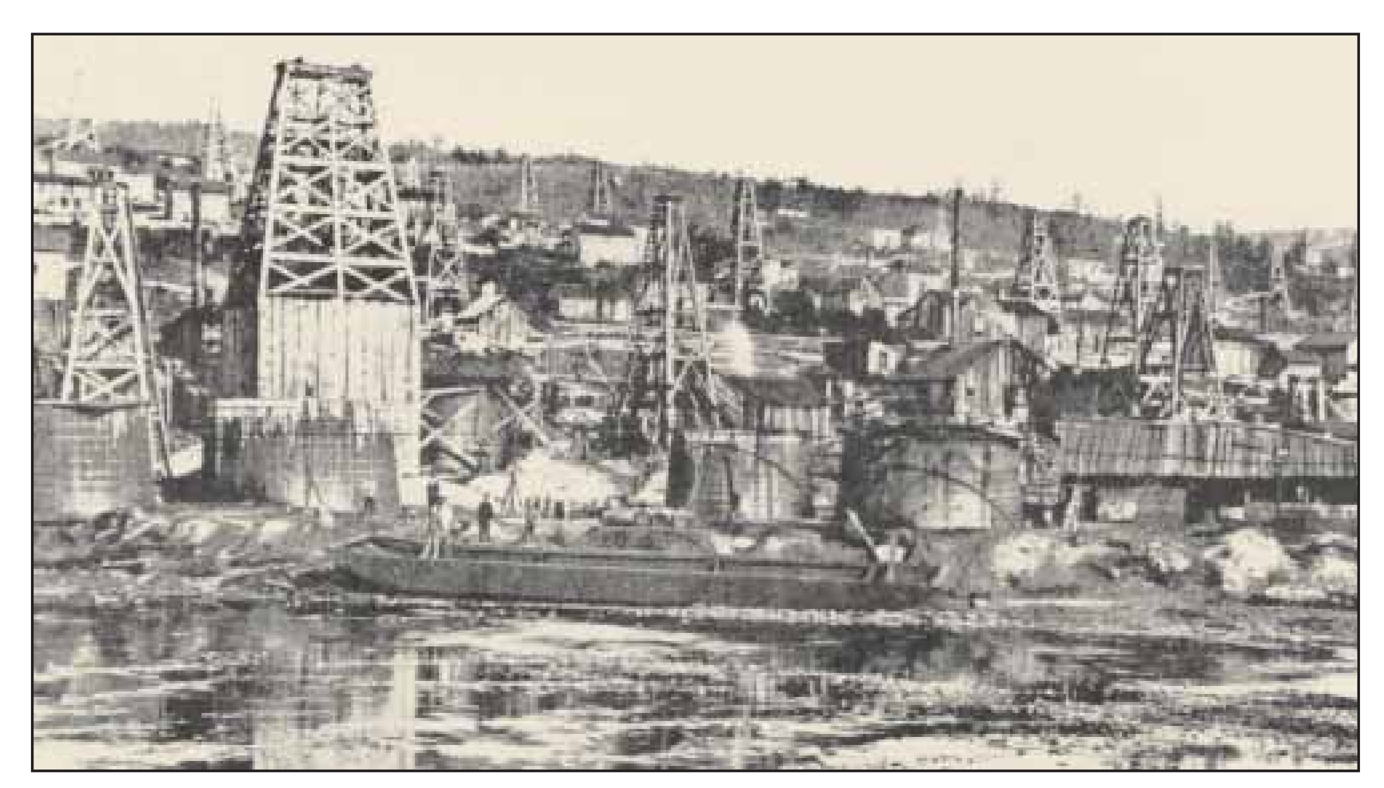


Fig. 12-4. Primeros tiempos de la producción petrolera (1865), Pennsylvania.

de perforación a percusión al bombeo directo y continuo, mediante una sarta de producción que en su extremo inferior llevaba una bomba con una válvula fija y un pistón con una válvula viajera accionada por la sarta de varillas de succión. (Para más detalles ver Capítulo 4, “Producción”).

La fiebre del petróleo aceleró inusitadamente las actividades de exploración y de perforación. Las experiencias logradas auspiciaron la audacia de los exploradores empíricos para escoger sitios y abrir pozos más profundos. El petróleo confinado en los estratos más profundos, naturalmente, mostró mayor presión, y esto trajo como consecuencia el hecho espectacular de que los pozos fluyeran incontroladamente hasta la superficie y el chorro de petróleo, en la mayoría de los casos, sobrepasara la altura de la cabria. Así nació el reventón.

Los equipos de perforación y de producción disponibles al comienzo de la industria fueron inadecuados para manejar los reventones. Tampoco los hombres que antes sólo habían abierto pozos “dóciles” se habían preparado ni imaginaron situaciones tan violentas y peligrosas. De inmediato comenzaron los pioneros a diseñar medios para prevenir o controlar totalmente tales ocurrencias.

Las experiencias vividas a boca de pozo les habían enseñado muchas cosas como: apreciar los diferentes tipos de estratos, la dureza y la compactibilidad de los estratos, el espesor y la extensión geográfica de los estratos, las características, la composición y la edad geológica de los estratos, la importancia de la porosidad y de la permeabilidad de las rocas, los fluidos contenidos en las rocas: gas, petróleo, agua; la presión de flujo de los fluidos, la separación de fluidos, los caudales de producción, la estabilidad física del hoyo durante la perforación, el comportamiento del pozo durante su vida productiva, la limpieza, la rehabilitación y el reacondicionamiento de pozos, los tipos y la calidad de los crudos, los aspectos económicos de la perforación y de la producción, los requerimientos de capital, los riesgos y las expectativas, los recursos humanos y físicos requeridos. Pero todavía faltaba mucho que aprender en la práctica y en teoría para desarrollar nuevos conocimientos tanto en los laboratorios como en las mismas operaciones de campo.

La práctica les había enseñado mucho. Fueron autodidactas. Transcurrirían todavía muchos años para que los institutos superiores de educación y las universidades estadounidenses y europeas diseñaran programas de estudios para carreras en una industria que crecía a pasos agigantados. Doce años después de iniciada la industria, la producción mundial en 1870 se indica en la Tabla 12-1.

Transporte

En los primeros años de desarrollo de la industria, las fases operacionales se consolidaron con una celeridad y simultaneidad asombrosas. Quienes seleccionaban sitios para abrir pozos deseaban comenzar la perforación sobre la marcha, y si tenían éxito procuraban

Tabla 12-1. Producción mundial de crudos, 1870

Países	Barriles	%	b/d
Estados Unidos	5.261.000	90,7	14.414
Canadá	250.000	4,3	685
Rusia	204.000	3,5	559
Rumania	84.000	1,5	230
Total	**5.799.000**	**100,00**	**15.888**

Fuente: World Oil, August 15, 1953, p. 68.

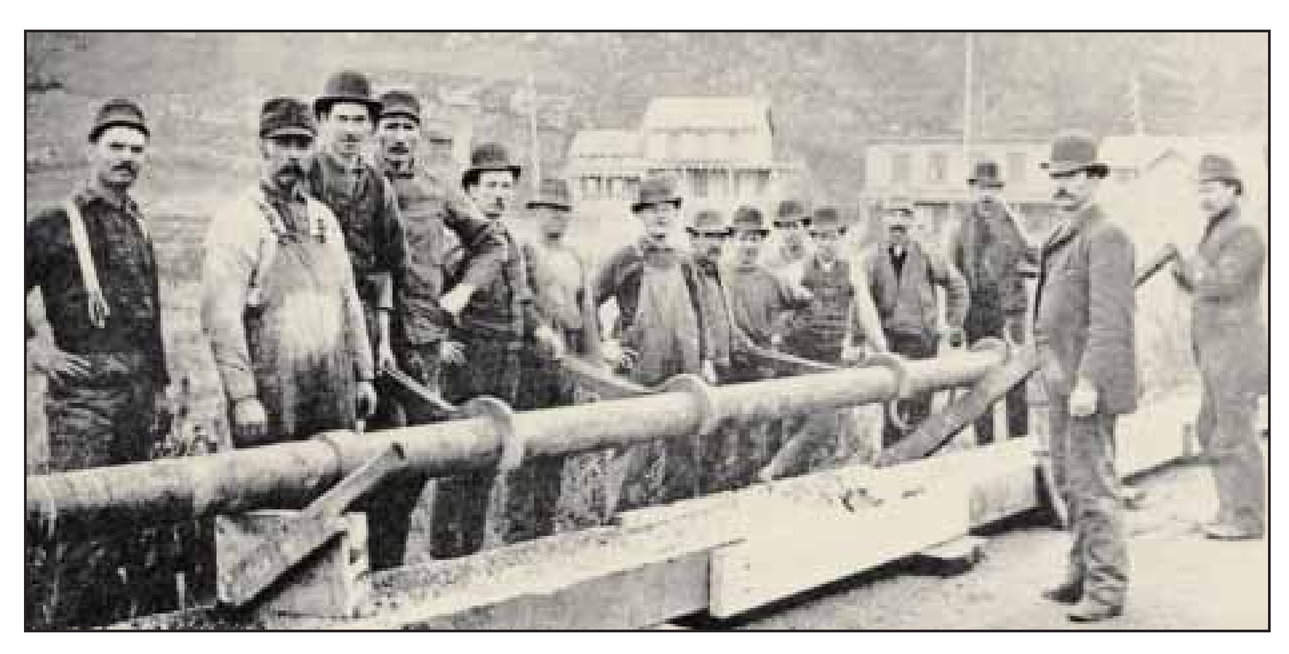


Fig. 12-5. Grupo de trabajadores instalando (1890) un sistema de transporte de crudo.

inmediatamente producir sus pozos a capacidad para, sin dilaciones, llevar el petróleo a las refinerías.

Las crónicas periodísticas de la época dejan entrever la euforia creada por la naciente industria. La competencia fue feroz y fortunas aparecían y desaparecían en cuestión de semanas. Todos los involucrados en el negocio fueron poseídos por la magia de la riqueza petrolera.

En el transporte se suscitaron agudas rivalidades entre productores y transportistas, y entre los mismos transportistas, a tal punto que hubo momentos en que se perjudicaron las operaciones de despacho y entrega de crudos. Participaron en las actividades iniciales de transporte quienes sobre carretas llevaban los barriles de crudos a los terminales fluviales cercanos a los campos para luego llevarlos en barcazas a las refinerías u otros sitios; simultáneamente, los constructores de oleductos se proponían demostrar la continuidad, eficiencia y economía del transporte de crudos por tuberías. Pero encontraban oposición de los arrieros; dificultades para adquirir derechos de paso de parte de los dueños de tierras, y trabas de las empresas ferrocarrileras que también competían por el transporte. Además, los interesados en el transporte acuático y los ferrocarrileros se disputaban el derecho de transportar crudo. Hubo encuentros que dejaron su cuota de sangre y ojerizas duraderas.

A los campos petroleros de Pennsylvania concurrieron muchos hombres de experiencia y expertos en el tendido de oleoductos, entre ellos sobresalieron el general Samuel D. Karns y Herman Janes como promotores e iniciadores de los primeros proyectos. J.L. Hutchins, inventor, demostró la utilidad de su bomba rotatoria para bombear crudo por tubería. Causó admiración que por una tubería de 98,4 milímetros de diámetro (3 pulgadas) se pudiese bombear diariamente 3.500 barriles de petróleo. Este volumen era equivalente a 700 carretadas diarias, a razón de 5 barriles por carretada.

Una vez demostrada la utilidad del oleoducto, la construcción de este medio de transporte se esparció por todas las áreas petrolíferas de Pennsylvania y estados adyacentes. Proliferó la construcción de oleoductos de diámetro y longitudes mayores a medida que se descubrían nuevos campos en regiones remotas. Las técnicas de fabricación de tubos fueron

mejoradas para responder a las necesidades de la industria. Los constructores de oleoductos comenzaron a aplicar conceptos y especificaciones de diseño de acuerdo con la tecnología disponible entonces e iniciaron investigaciones para profundizar los conocimientos sobre la materia. En el campo comenzaron a utilizar herramientas adecuadas para abrir trochas y zanjas y para manejar y enroscar la tubería. A Samuel Van Syckel se le atribuye haber construido (1865) el primer oleoducto de éxito comercial desde el campo de Pithole, Pennsylvania.

Ya para 1880 el transporte de crudos por oleoductos en Estados Unidos era una fase millonaria de la industria, en inversiones y operaciones. Para ese año, la producción petrolera mundial fue de 30.018.000 barriles, repartidos así: Estados Unidos 88 % y el resto correspondió, en orden de magnitud, a Rusia, Canadá, Polonia, Japón, Alemania e Italia. La producción diaria estadounidense fue de, aproximadamente, 72.372 barriles y la del resto de los productores de 9.869 barriles.

Desde el comienzo, la industria utilizó las vías fluviales y marítimas para transportar crudos, gracias a la coincidencia de que muchos de los primeros descubrimientos petrolíferos se hicieron en sitios muy cercanos a ríos y costas. Ello facilitó el transporte por estas vías y al correr de los años promovió el desarrollo de las barcazas y gabarras para el cabotaje de petróleo en los Estados Unidos e influyó luego muy marcadamente en la construcción de los tanqueros para el transporte local e internacional.

Refinación/manufactura

Sin duda, la fase de refinación/manufactura de la industria petrolera ha sido, desde el comienzo mismo de la industria, la más favorecida en recursos humanos calificados y tecnología, por razones obvias.

Desde los tiempos de Heraclitus (540-475 A.C.), los alquimistas y químicos antiguos se preocuparon por descifrar las características de los elementos. Las cuatro sustancias básicas: tierra, aire, agua y fuego, y los metales oro, plata, cobre, hierro, plomo, estaño y mercurio, y los no metálicos azufre y carbón acaparaban la atención de los forjadores de la ciencia química. Al correr de los siglos se avanzó en conocimientos acerca de la composición, la estructura y las propiedades de las sustancias y las transformaciones que pueden ocurrirles mediante procesos naturales o inducidos.

Por ejemplo, en lo que respecta a las sustancias básicas que forman a los hidrocarburos, Robert Boyle (1627-1691) preparó hidrógeno en 1671 mediante la utilización del hierro en ácido clorhídrico diluido. Henry Cavendish (1731-1810) dedicó esfuerzos a la investigación del carbón natural y la presencia de este elemento en otras sustancias. Dimitri Mendeleeff (1834-1907) y Julius Lothar Meyer (1830-1895) coincidieron y fueron codescubridores independientes (1869) del sistema periódico de los elementos. El primero estudió los principales campos petroleros de Rusia y de los Estados Unidos y fue profesor de química en la Universidad de Petrogrado, y Meyer, también profesor de química en las universidades de Breslau y Tubingen, dedicó tiempo al estudio del volumen molecular de los compuestos químicos y al peso atómico de los elementos, como también a los aspectos químicos de las parafinas.

Además, para la época de iniciación de la industria petrolera y los comienzos de la refinación de crudos (1859), los Estados Unidos contaban ya con un centenar de institutos superiores y universidades (entre los que ya disfrutaban de fama académica mundial: Yale, M.I.T., Harvard, Columbia, Princeton, Rensselaer, William and Mary, Cornell, Boston, Ma-

rietta y otros) donde las ciencias básicas: matemática, física y química se enseñaban científica y tecnológicamente para fomentar la investigación académica e industrial requeridas para el avance y desarrollo nacional. Por tanto, empresarios como William Barnsdall, quien abrió el segundo pozo productor de petróleo en Titusville, después de Drake, y quien en compañía de William A. Abbott construyó (1860) la primera gran refinería en Titusville, seguida por la de Charles Lockhart y los hermanos William y Phillips Frew en 1861, tuvieron a su alcance los conocimientos técnicos y la asesoría de los docentes de esas casas superiores de estudios.

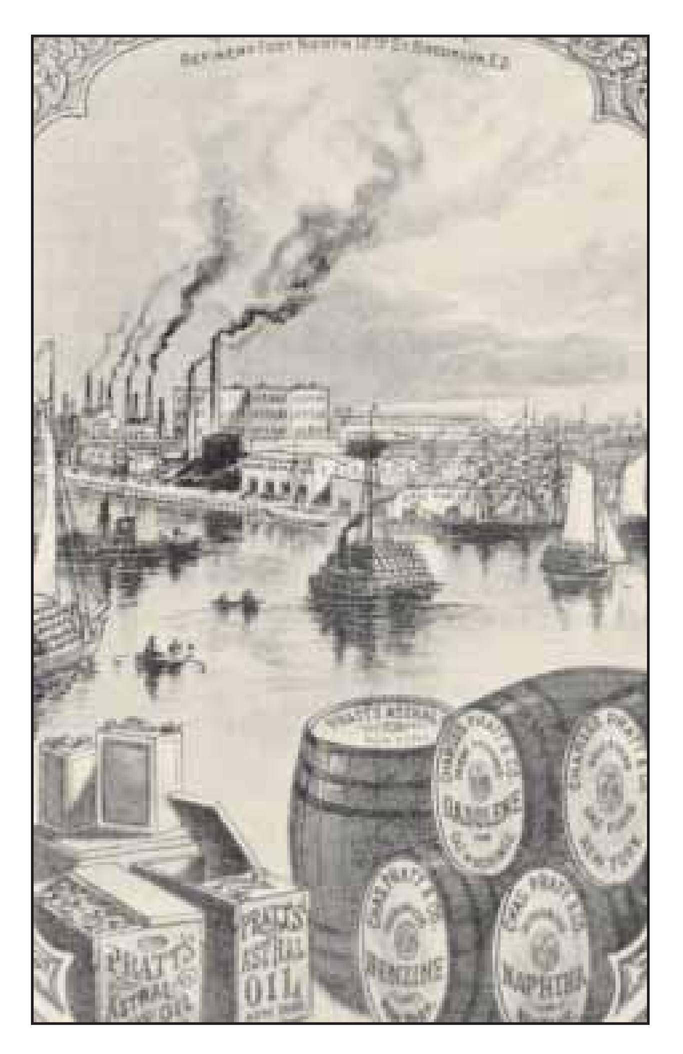


Fig. 12-6. Aviso de las actividades de refinación y transporte a principios del siglo XX.

Además, profesionales europeos, estadounidenses y canadienses de la ingeniería de procesos de la época volcaron su atención y conocimientos a la resolución de los retos que les planteaba la refinación de petróleo y la construcción de refinerías a escalas comerciales cada vez mayores. El resultado fue que en poco tiempo la química de los hidrocarburos adelantó sustancialmente y la rama de refinación de la industria, antes que cualquiera de las otras, empezó a afianzarse científica y tecnológicamente.

Mercadeo

Apenas cuatro años después de establecida la industria, el mercadeo nacional e internacional ya se perfilaba como gestión de grandes proporciones y ramificaciones. El querosén, por sus características y disponibilidad cada vez mayor, se convirtió en el iluminante preferido.

En Estados Unidos, la producción de crudo y las refinerías de Pennsylvania dieron la pauta para que la industria empezara a expandirse en el país y se acometiera la exportación, primero hacia Europa y luego al resto del mundo. En Europa, Rumania y Rusia fueron los iniciadores de la industria con crudos autóctonos, y con sus propios recursos y técnicas de refinación empezaron a contrarrestar las importaciones de querosén estadounidense.

A través de la refinación y del mercadeo se acentuó y confirmó el modus operandi integral de la industria. Por tanto, la estrategia de los primeros empresarios petroleros fue compenetrarse con el aspecto geográfico del negocio y llevar la industria a sitios donde las perspectivas geológicas favoreciesen la exploración, la perforación y la producción. Una vez lograda la producción comercial de crudo, la refinación, el transporte y el mercadeo seguirían su curso normal y se completaría la cadena de operaciones integradas que facilitarían la

flexibilidad del negocio en un país, en una región o en un continente.

Esta compenetración geográfica empresarial era clave para las futuras operaciones petroleras mundiales. En 1899, la producción mundial de petróleo crudo había alcanzado 131,1 millones de barriles (359.307 b/d). El año siguiente (1900) alcanzó a 149,1 millones de barriles (408.594 b/d). La producción estadounidense de estos dos años representó 44 y 43 %, respectivamente, lo que quiere decir que el resto del mundo contribuyó con 56 y 57 %, respectivamente. Esta proporción vislumbra entonces la potencialidad de la industria internacionalmente y reafirmaba que para el siglo XX, ya a vuelta de la esquina, las empresas petroleras que quisieran ser líderes en el negocio tendrían que operar a escala internacional.

Los pioneros venezolanos

Transcurrieron casi cuarenta años (1839-1878) desde que, en comunicación del 3 de octubre de 1839, el doctor José María Vargas remitiera al gobierno nacional su análisis y apreciaciones sobre el petróleo venezolano (Capítulo 1 “¿Qué es el Petróleo?)”, para que gestores venezolanos se interesaran por las



Fig. 12-7. Estación de gasolina PAN-AM en la entrada hacia el barrio de El Cementerio, Caracas, 1930.

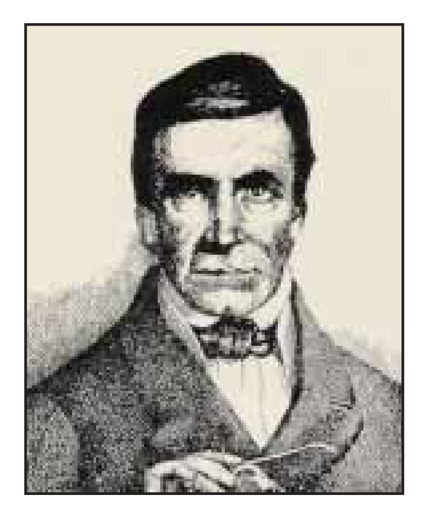


Fig. 12-8. José María Vargas.

perspectivas y posibilidades de la industria petrolera en Venezuela.

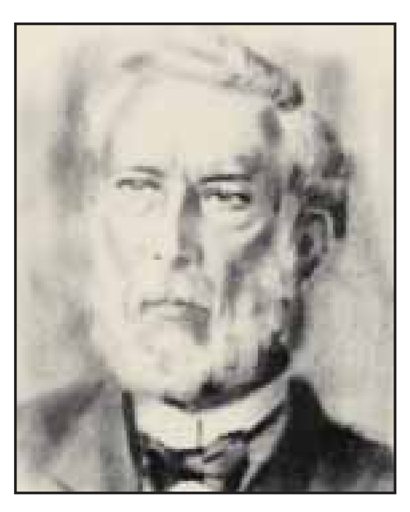
Ese interés nació como consecuencia del terremoto del 18 de mayo de 1875 que sacudió la cordillera andina en la frontera colombo-venezolana, sector Cúcuta-San Antonio del Táchira, y ocasionó la aparición de menes en la hacienda La Alquitrana, ubicada a unos 15 kilómetros al oeste de San Cristóbal. Y sin duda, tratándose de petróleo, ya los interesados seguramente tenían noticias de los avances de la industria petrolera estadounidense y europea y de la importancia de sus exportaciones de querosén hacia otras partes del mundo.

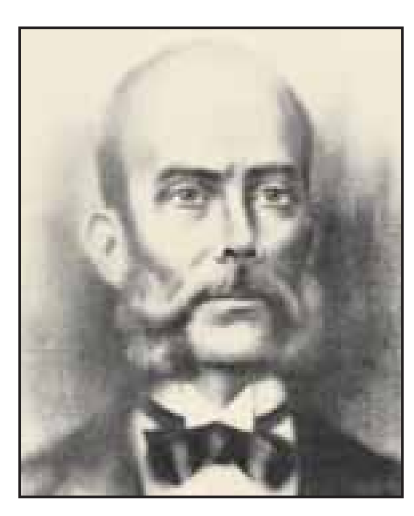
Y fue así como un grupo de hombres del Táchira: Manuel Antonio Pulido, José Antonio Baldó, Ramón María Maldonado, Carlos González Bona, José Gregorio Villafañe y Pedro Rafael Rincones unieron sus esfuerzos y recursos para formar la primera empresa petrolera en Venezuela, la Petrolia del Táchira, creada privadamente el 12 de octubre de 1878 y registrada formalmente el 31 de julio de 1882 en San Cristóbal. La empresa se dedicaría a la explotación petrolera en una concesión de unas 100 hectáreas que se le había otorgado en La Alquitrana.

Pedro Rafael Rincones fue encargado de obtener la maquinaria petrolera requerida




Fig. 12-9. Manuel Antonio Pulido.


Fig. 12-10. José Antonio Baldó.


Fig. 12-11. Ramón María Maldonado.

por la empresa y con tales fines viajó a Estados Unidos en enero de 1879 donde pasó un año en Nueva York y los centros petroleros de Pennsylvania para familiarizarse con el equipo y las técnicas de las operaciones, especialmente perforación, producción y refinación. Adquirió el equipo deseado, cuyo transporte de Nueva York a Venezuela se realizó sin contratiempos. Pero ya en Venezuela, para llevar el equipo desde Maracaibo a Encontrados y luego a La Alquitrana fue cuando comenzaron las dificultades por falta de medios y vías apropiadas. Fue la repetición de las experiencias vividas por todos los petroleros de antaño en los campos estadounidenses, rumanos, rusos, indonesios y de otras partes, descubiertos en el siglo XIX. Rincones trajo al país lecciones y experiencias aprendidas por aquellos arrojados exploradores, perforadores y refinadores de Pennsylvania. Fue el iniciador de la transferencia de la tecnología petrolera. Una vez aquí, le tocó vivir sus propias experiencias, acumular lecciones autóctonas y fomentar por cuenta propia la tecnología adquirida afuera.

La historia de la Petrolia no difiere de la historia de muchas firmas estadounidenses de la época. La trayectoria de la empresa y el ánimo de sus hombres se asemejan a las expectativas que acariciaban muchos petroleros de Pennsylvania, de Nueva York o de Ohio y


Fig. 12-12. Carlos González Bona.


Fig. 12-13. José Gregorio Villafañe.


Fig. 12-14. Pedro Rafael Rincones.

que, por circunstancias más allá de sus esfuerzos, no se hicieron realidad perdurable. Pero dejaron su página escrita. No obstante lo intermitente de las actividades de la Petrolia, estos hombres del Táchira fueron los pioneros del petróleo en Venezuela. En las obras de Aníbal R. Martínez (pp. 29, 30) y Rafael Rosales/Hugo M. Velarde Ch. (pp. 39, 40), el lector encontrará una muy buena relación pormenorizada de las gestiones de los fundadores y de las actividades de la Petrolia, 1878-1934.



Fig. 12-15. Distribución de querosén en Oporto, Portugal, a principios de los años veinte.

II. Avances y Desarrollo de la Industria

Al finalizar el siglo XIX, los hombres que habían hecho posible el arranque y la expansión de la industria (1859-1900) se preparan para mayores esfuerzos; el negocio es mundial. En más de cuarenta y un años de operaciones, la producción acumulada alcanzó a 1.732 millones de barriles, distribuidos como se anota entre los principales productores de la época.

En Estados Unidos, los productores de Pennsylvania se esparcieron bien pronto por todo el territorio nacional en busca de petróleo. Demetrius Schofield llegó a California en 1861 y fue abanderado en la iniciación de la industria allí, con miras a la exportación de productos hacia el Lejano Oriente. Fundó su empresa, que luego se transformó en la Standard Oil of California. Para 1895, la producción californiana llegó a 11.850 b/d. Lyman Stewart y Thomas R. Bard fueron responsables por la fusión de tres pequeñas firmas petroleras para formar en octubre de 1890 la Union Oil Co. of California. Y así se fue consolidando la indus-

Tabla 12-2. Producción mundial de crudos, siglo XIX

		Miles de barriles	%	Producción Año 1900-b/d
Estados Unidos	(1859/1900)	1.003.605	57,94	174,304
Canadá	(1862/1900)	16.932	0,98	2.501
Perú	(1896/1900)	552	0,03	750
Total América		**1.021.089**	**58,95**	**177.555**
Rusia	(1863/1900)	654.139	37,76	207.616
Polonia	(1874/1900)	21.486	1,24	6.430
Rumania	(1859/1900)	11.190	0,64	4.463
Alemania	(1880/1900)	2.218	0,13	980
Italia	(1865/1900)	206	0,01	36
Total Europa		**689.239**	**39,78**	**219.525**
Indonesia	(1893/1900)	13.496	0,78	6.172
Pakistán	(1889/1900)	5.180	0,30	2.956
Japón	(1875/1900)	3.213	0,19	2.386
Total Asia		**21.880**	**1,27**	**11.514**
Total mundo		**1.732.217**	**100,00**	**408.594**

tria petrolera californiana, la cual adquirió un perfil y una autonomía propia para acometer mayores retos en el siglo XX.

La producción estadounidense se mantuvo, como era de esperarse, bien alta durante las primeras décadas de la industria petrolera (1861-1900). Ejemplos:

Tabla 12-3. Producción total

miles de barriles

Período	Mundo	EE.UU.	%EE.UU.
1861-1870	35.614	32.971	92,6
1871-1880	144.196	125.187	86,8
1881-1890	446.047	292.490	65,6
1891-1900	1.106.360	552.957	50,0
Total	**1.732.217**	**1.003.605**	**57,9**

Durante el período 1898-1901, Rusia tomó el primer puesto como productor de crudos. La expansión de la industria petrolera rusa contó con la participación de los hijos de Alfred Nobel y de los Rothschild, como también de los intereses de Rockefeller. El empuje de la producción rusa, conjuntamente con la producción de los otros países europeos, incrementó la competencia del crudo europeo con respecto al crudo/productos importados de Estados Unidos. Para 1878, la empresa de navegación de Marcus Samuel llevaba al Lejano Oriente querosén ruso, y más tarde (1880) adquirió tanqueros y construyó una serie de instalaciones portuarias para atender sus crecientes actividades de mercadeo petrolero en esa parte del mundo. La flota de la familia Marcus navegaba de Londres al Lejano Oriente desde 1833 y el nombre de la firma era Shell Transport and Trading Company. Llevaba mercancía al Lejano Oriente y de regreso traía a Londres curiosidades y antigüedades de aquellas lejanas tierras, inclusive conchas (shell) marinas.

Para finales del siglo XIX, empresarios holandeses se interesaron por las actividades petroleras en el Lejano Oriente y en 1890 se fundó la Royal Dutch Petroleum Co. (NV. Koninklijke Nederlandsche Petroleum Maattschappij) bajo la dirección de J.B. August Kessler, a quien se le unió Henri Deterding en 1896. La competencia por el transporte petrolero entre la Royal Dutch, la Shell y la Standard Oil Company, que también se había establecido en el Lejano Oriente en 1880, acercó a la Royal Dutch a la Shell. Estas dos empresas se unieron en la primera década del siglo XX. Primero, formaron (1903) una empresa en la que las dos eran dueñas, la Asiatic Petroleum Co. Ltd. Más tarde (1907) las dos empresas, como casa matriz, se unieron para formar el Grupo Royal Dutch/Shell en relación de 60 y 40 % en las dos empresas operadoras creadas: The Anglo-Saxon Petroleum Co. Ltd., con sede en Londres, y la NV. de Bataafsche Petroleum Maattschappij (BPM), con asiento en La Haya.

El grupo toma importancia desde el mismo momento de su creación y se convertirá a lo largo del siglo XX en gestor mundial en las actividades de la industria.

El siglo XX, comienzo del auge petrolero

El siglo XX se inició con espectaculares acontecimientos en el avance y desarrollo de la industria petrolera. Rusia se mantiene en

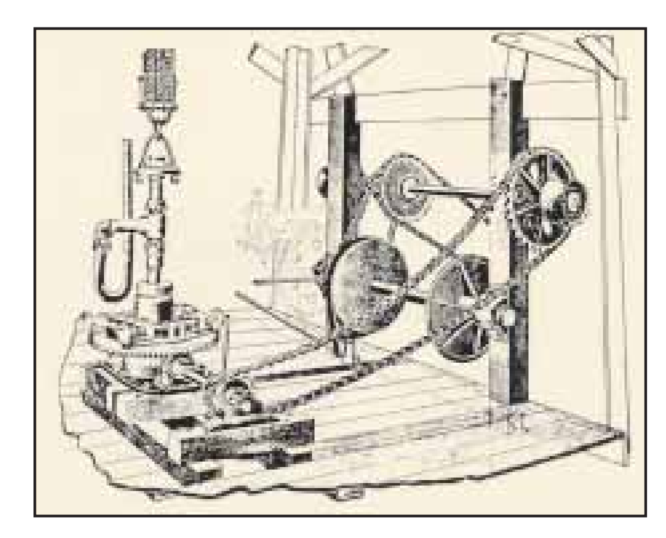


Fig. 12-16. Piezas y conexiones de transmisión de un equipo de perforación rotatoria de principios del siglo XX.

1901 como primer productor, 233.337 b/d, y gran exportador de crudos y productos para Europa y el Lejano Oriente. La producción mundial ese año alcanzó a 458.740 b/d. Estados Unidos produjo 190.107 b/d.

Los petroleros estadounidenses temieron por su posición como productores y exportadores. La capacidad de las reservas halladas y el potencial de producción no permitían dar más. La capacidad de producción rusa les llamó poderosamente la atención. Algunos creyeron que el petróleo estadounidense se acababa, pero muchos pioneros se lanzaron a la exploración de tierras vírgenes. Corrieron los decires: “el petróleo está donde se encuentra” y “la barrena dirá”.

La tecnología petrolera comenzó a fundamentarse en las ciencias y las artes mecánicas. Los hombres de la industria, de las fábricas de equipos, herramientas y materiales y de las escuelas, universidades y asociaciones profesionales comenzaron a intercambiar conocimientos y experiencias que desembocaron en grandes adelantos y logros.

El ingeniero de minas Anthony F. Lucas concibió el método de perforación rotatoria e indujo a John H. Galey y a James M. Guffey a probar el nuevo método en el sitio denominado Spindletop Hill, Texas. Galey y Guffey eran petroleros pennsylvanianos que habían acumulado una serie de descubrimientos petrolíferos importantes en Pennsylvania y con igual suerte habían actuado en los estados de Kansas, el territorio Indio (luego Oklahoma) y Texas. Para acometer la perforación de Spindletop, Galey y Guffey solicitaron ayuda financiera de A.W. y R.B. Mellon, banqueros de Pittsburgh. El 10 de enero de 1901, la barrena encontró el estrato petrolífero a 1.120-1.160 pies (341-354 metros) y se estimó que fluyó descontroladamente 84.000 b/d.

Este acontecimiento inició el siglo con los mejores augurios para la industria petrolera, y en sí generó los siguientes resultados: éxito de la perforación rotatoria y subsecuente adopción de este método por la industria; auge de la búsqueda de petróleo en Texas, que al correr de los años se convirtió en el mayor productor de petróleo de los Estados Unidos y en uno de los más grandes productores del mundo; de la asociación para perforar en Spindletop, los Mellon y Guffey formaron luego la J.M. Guffey Petroleum Company y más tarde la Gulf Refining Co. of Texas. En 1907, estas empresas se fundieron en la Gulf Oil Corporation of New Jersey. Al correr de los años, la Gulf se convirtió en una de las empresas más importantes de los Estados Unidos y del mundo.



Fig. 12-17. Inicio del sistema rotatorio de perforación (1900).

Los petroleros pennsylvanianos fueron tenaces en la búsqueda de petróleo. De Pennsylvania se encaminaron a los otros estados del país y muchos contribuyeron con sus aportes al desarrollo e historia de la industria.

A raíz de Spindletop, otro pennsylvaniano, Joseph S. Cullinan, radicado en Texas, fundó la Texas Fuel Company. Más tarde (1902), fundó The Texas Company, la cual, de inmediato, se dedicó a la búsqueda de petróleo en Estados Unidos y a exportar crudos y productos. Con el tiempo se transformó en una de las grandes petroleras del mundo y se conoce simplemente como Texaco.

A medida que durante la primera década del siglo XX se afincó el auge petrolero estadounidense, al pasar la producción de 190.107 b/d en 1901 a 547.129 b/d en 1910, y en el resto del mundo pasó de 268.633 b/d a 323.852 b/d, respectivamente, en Europa empezaron a formarse otras empresas petroleras que con el tiempo se transformaron en grandes emporios integrados. En el Reino Unido se fundó la Burmah Oil Co. Ltd. (Escocia, 1902); la Anglo-Persian Oil Co. Ltd. (1935) y, finalmente, The British Petroleum Co. Ltd., en 1954. Mucho más tarde, en la segunda década del siglo, se fundaron otras empresas petroleras que participan en el negocio internacional. Petrofina S.A., Bélgica, 1920; Cie Francaise des Petroles, 1924; Cía. Española de Petróleos, 1929.

La ciencia y la tecnología petrolera

Desde el nacimiento de la industria y a medida que el petróleo resultó ser materia energética de enormes posibilidades, los hombres de ciencia y tecnología de Estados Unidos, Canadá y Europa comenzaron a dar su aporte. Las Ciencias de la Tierra y, especialmente, la geología petrolera y sus aplicaciones a la exploración y al manejo de los yacimientos, recibieron esmerada atención de los hombres de los catastros o entes geológicos gubernamentales y de la docencia. La industria se benefició y, aunque algo tarde, las empresas comenzaron en la segunda década del siglo XX a emplear geólogos y a crear departamentos de geología para las actividades de exploración y producción.

La mecánica y el arte de abrir pozos, la mecánica del flujo de fluidos en los yacimientos, el manejo de los pozos y de la producción requerían también un enfoque más técnico y profesional. Poco a poco, las empresas comenzaron a apreciar la contribución de los profesionales de las ingenierías clásicas: civil, mecánica, eléctrica y de minas. Sin embargo, la nueva industria requirió además de dos nuevos tipos de ingenieros, y las universidades estadounidenses, especialmente las ubicadas en los estados petroleros, respondieron creando facultades o escuelas a tales fines, y comenzaron a ofrecer programas de estudios de ingeniería de petróleos e ingeniería de refinación de petróleos (ingeniería química petrolera).

El auge petrolero y la expansión de actividades a escala internacional hicieron que la industria tomara nota de la necesidad y conveniencia de contar con profesionales de las diferentes ramas de la ingeniería y es así como, en las dos primeras décadas del siglo, las empresas comenzaron a crear departamentos de ingeniería general, de petróleos, de oleoductos, de refinación y a incursionar en la investigación básica y técnica de los aspectos operacionales de la industria.

Las fábricas de equipos petroleros esenciales y afines también se dedicaron a investigar científica y tecnológicamente el diseño, la metalurgia, la manufactura, el funcionamiento, la durabilidad y la eficiencia de toda la maquinaria, piezas, herramientas y materiales requeridos por la industria. Y en el transcurso de los años se formó un extenso número de empresas cuyo cliente principal es prácticamente la industria petrolera mundial y, en pri-



Fig. 12-18. Laboratorio de Estudios Ambientales en Intevep.

mer término, la industria petrolera estadounidense que cuenta con miles de empresas operadoras en el propio Estados Unidos y muchas de ellas con operaciones en casi todo el mundo.

A lo antes dicho hay que agregar que, desde muy temprano, la industria, por el alcance y la diversidad de sus operaciones, reconoció que no podía satisfacer internamente todos sus requerimientos de asistencia técnica y servicios especializados por razones económicas y operacionales. Por tanto, ayudó a crear y desarrollar un grupo de numerosas empresas de servicios que hoy, a escala mundial, colaboran y trabajan casi exclusivamente para la industria petrolera en todas la ramas de las operaciones. Muchas de estas empresas han sido también pioneras en sus actividades y han contribuido con su ciencia y tecnología al desarrollo del **porqué hacer**, **cómo hacer**, **cuándo hacer** y **dónde hacer** en exploración, perforación, producción, transporte, refinación, mercadeo, comercialización, organización, administración y dirección.

Las asociaciones profesionales

Los requerimientos científicos y gerenciales de las operaciones petroleras están en constante escrutinio y evaluación por todos los recursos humanos propios y afines a la industria, a través de asociaciones, institutos y sociedades que promueven intercambio de conocimientos y experiencias.

La siguiente lista da una idea de los gremios, institutos y asociaciones en los que participa la gente del petróleo.

Lista de asociaciones petroleras

- Instituto Americano de Ingeniería de Minas, Metalurgia y Petróleos, 1871. (Creación: Minas 1871, Metalurgia 1908, Petróleos 1922. Sociedades semiautónomas desde 1957).
- Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, 1880.
- Instituto Americano de Ingenieros Electricistas, 1884. (Convertido en Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos, 1963).
- Instituto Americano de Ingenieros Químicos, 1908.
- Instituto Americano de Ingenieros de Seguridad Industrial, 1911.
- Instituto Americano de Ingenieros Consultores, 1911.
- Asociación Americana de Geólogos Petroleros, 1917.
- Instituto Americano del Petróleo, 1919.
- Asociación de Procesadores de Gas, 1921.
- Sociedad de Ingenieros de Petróleos, 1922.
- Asociación de Petroleros Independientes de América, 1929.
- Sociedad de Geofísicos de Exploración, 1930.
- Asociación de Suplidores de Equipos Petroleros, 1933.
- Instituto Nacional de Grasas Lubricantes, 1933.
- Instituto Petrolero Mundial (Internacional), 1933.
- Asociación Nacional de Productores de Pozos Marginales, 1934.
- Comisión Petrolera Interestatal, 1935.
- Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, 1940.
- Fundación de la Industria Petrolera para la Investigación, 1944.
- Consejo Nacional de Petróleo, 1946.
- Asociación de Redactores Petroleros, 1947.
- Instituto Americano de Geología, 1948.
- Sociedad Americana de Ingenieros de Gas, 1954.
- Asociación de Contratistas de Servicios para Pozos, 1957.
- Sociedad de Analistas Profesionales de Registros de Pozos, 1959.
- Asociación Nacional de Refinadores de Petróleo, 1961.
- Asociación Nacional de Gases Líquidos del Petróleo, 1962.

• Asociación Internacional de Contratistas de Conductos (Oleoductos, Gasductos, Poliductos), 1966.
• Asociación de Editores de las Ciencias (Geología) de la Tierra, 1967.
• Instituto de Gerencia de Proyectos, 1969.
• Asociación Internacional de Contratistas de Geofísica, 1971.

La industria dedica increíbles esfuerzos a la divulgación y transferencia de conocimientos y tecnología. Todas las asociaciones antes mencionadas, tanto en Estados Unidos o sus equivalentes ramas internacionales establecidas en el resto de los países petroleros del mundo, cada año promueven reuniones que sumadas en días de actividad representan una respetable cifra. El siguiente ejemplo es una muestra de esas actividades. (Ref. OGJ, 1-1-1996).



Fig. 12-19. Las instalaciones de refinación/manufactura, además de imponentes, son expresiones de ciencia y tecnología.

Tabla 12-4. Programación reuniones técnicas petroleras

	Días por mes/1996												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
EE.UU.	19	39	81	24	38	24	9	12	10	36	26	-	318
Australia	-	-	-	-	-	4	-	-	-	6	-	-	10
Austria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4
Bahrein	3	3	-	3	-	3	-	-	-	-	-	-	12
Bélgica	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Birmania	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	5
Colombia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	-	6
Canadá	-	2	2	7	7	14	-	-	4	-	3	-	39
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2
Chipre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3
Dubai	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Egipto	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	4
España	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
Gran Bretaña	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Holanda	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	5
Hong Kong	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
Indonesia	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	19
Italia	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	5
México	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Noruega	3	-	6	2	-	-	-	4	-	-	-	-	15
Nueva Zelandia	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4
Rusia	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	5
Singapur	-	-	-	-	2	-	-	-	8	-	-	-	10
Suráfrica	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Tailandia	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Taiwán	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Trinidad	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Turkmenistán	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Turquía	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
Vietnam del Norte	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Venezuela	-	-	4	-	-	-	-	-	4	-	2	-	10
Total	**28**	**47**	**125**	**49**	**73**	**60**	**9**	**16**	**37**	**59**	**34**	**4**	**541**

Durante estas reuniones, los participantes se benefician mutuamente del intercambio de conocimientos y experiencias locales y/o internacionales contenidas en los trabajos que se presentan o por el contacto personal. Además, las revistas petroleras y las publicaciones institucionales reseñan ampliamente esas actividades y publican los trabajos más importantes presentados en estas reuniones.

Las escuelas de Ingeniería de Petróleos

Durante el transcurso de los años formativos de la industria en el período 1859-1900 no se contó con profesionales de las ramas de geología e ingeniería, expresamente formados en las aulas para servir a la industria. Sin embargo, los geólogos e ingenieros de minas de la época, y específicamente a comienzos del siglo XX, comenzaron a ser aceptados para empleo, principalmente en las ramas operacionales de exploración y producción.

A medida que los aspectos tecnológicos y operacionales comenzaron a exigir mayor participación de profesionales, hombres de la industria y de las facultades de Geología y de Ingeniería de las universidades estadounidenses colaboraron para formar el personal requerido. En lo que a Ingeniería de Petróleos se refiere, al principio hubo algunas instituciones que comenzaron a ofrecer ciertos cursos sobre petróleo como materias electivas para ingenieros. Sin embargo, bien pronto se optó por darle forma y consistencia a un programa de estudios que respondiera a las aspiraciones de la industria. La siguiente lista muestra los años de creación de las escuelas de Ingeniería de Petróleos en varias universidades estadounidenses:

1912 Universidad de Pittsburg
1915 Universidad de California (Berkeley)
1920 Universidad de California Sur (Los Angeles)
1920 Colegio de Minas de Colorado
1921 Universidad de Stanford
1922 Colegio de Minas de Missouri
1925 Universidad del Estado de Ohio
1927 Colegio de Minas de Nuevo México
1927 Universidad del Estado de Louisiana
1928 Universidad de Oklahoma
1928 Universidad de Tulsa, Oklahoma
1928 Universidad de Minnesota
1930 Universidad de Texas
1932 Colegio (hoy Universidad) del Estado de Pennsylvania
1935 Colegio (hoy Universidad) de A. y M. (Agricultura y Mecánica) de Texas
1937 Universidad de Kansas
1945 Colegio de Marietta, Ohio
1947 Colegio Tecnológico de Texas
1947 Universidad de Houston, Texas

Es inestimable la contribución dada a la industria durante muchos años por los profesores de estas escuelas y por la industria a las escuelas y sus respectivas universidades. Las investigaciones y publicaciones de textos y artículos técnicos sobre operaciones en los órganos institucionales y revistas comerciales petroleras y la preparación de ingenieros de petróleos de todas partes del mundo por los docentes estadounidenses representan grandes éxitos en los anales de la industria. Sin duda, muchos de los petroleros de Venezuela y de otros países que se formaron en las escuelas estadounidenses en los años 1930-1950 recuerdan a: H.H. Power, G.H. Fancher, Charles F. Wienaug, A.E. Sweeney, H.T. Botset, Harold Vance, A.B. Stevens, Robert L. Whiting, W.H. Carson, Wilbur F. Cloud, R.L. Huntington, Lawrence S. Reed, John Calhoun, John M. Campbell, Raymond Loper, Glenn Stearns, W.B. Bedner, C.F. Barb, Ben Parker, Benjamin C. Craft, S.T. Yuster, R.F. Nielsen, D.E. Menzies, C.D. Stahl, S.J. Pirson, Charles R. Dodson, Carlton Beal, R.L. Langenheim, W.L. Nelson, C.V. Sidwell, H.W. Walker, Paul Zurcher, Paul Buthod, C.C. Hogg, Lester C. Uren, Anders J. Carlson, C.V. Kirkpatrick, Edward V. O´Rourke, J.D. Forrester, F.A. Graser, W.D. Lacabanne, L.S.

Heilig, T.L. Joseph, Walter H. Parker, E.J. Workman, Georges Vorbe, C.B. Folsom, John Bukvich, Eugene S. Perry, W.L. Ducker, Frank H. Dotterweich y otros, que fueron los responsables por la organización y desarrollo de las escuelas de petróleos estadounidenses para satisfacer las necesidades de la industria.

Estos profesores ejercieron gran influencia sobre los alumnos extranjeros en lo que respecta al conocimiento e importancia de la industria petrolera en sus respectivos países. Y muchos de ellos motivaron a sus alumnos, y con buenos resultados, para que al correr de los años fundaran escuelas de Ingeniería de Petróleos en sus propios países, especialmente en los países petroleros en desarrollo en América Latina, Africa, Asia y el Medio Oriente.

Petróleo alrededor del mundo

Los hallazgos y experiencias petroleras de las empresas estadounidenses Standard Oil (New Jersey), hoy Exxon, Texaco y Mobil, principalmente, y las europeas Royal Dutch/Shell y Anglo-Iranian, hoy BP, acentuaron la búsqueda del petróleo alrededor del mundo a comienzos de este siglo. También se dedicaron a la búsqueda de petróleo, y con gran éxito, exploradores y empresarios que actuaron a título personal.

América Latina

Al iniciarse el siglo XX, A.A. Robinson, del Ferrocarril Central de México, fue atraído por las **chapapoteras** (menes) mexicanas del área de Tampico, y entusiasmó al petrolero independiente de California, Edward L. Doheney,

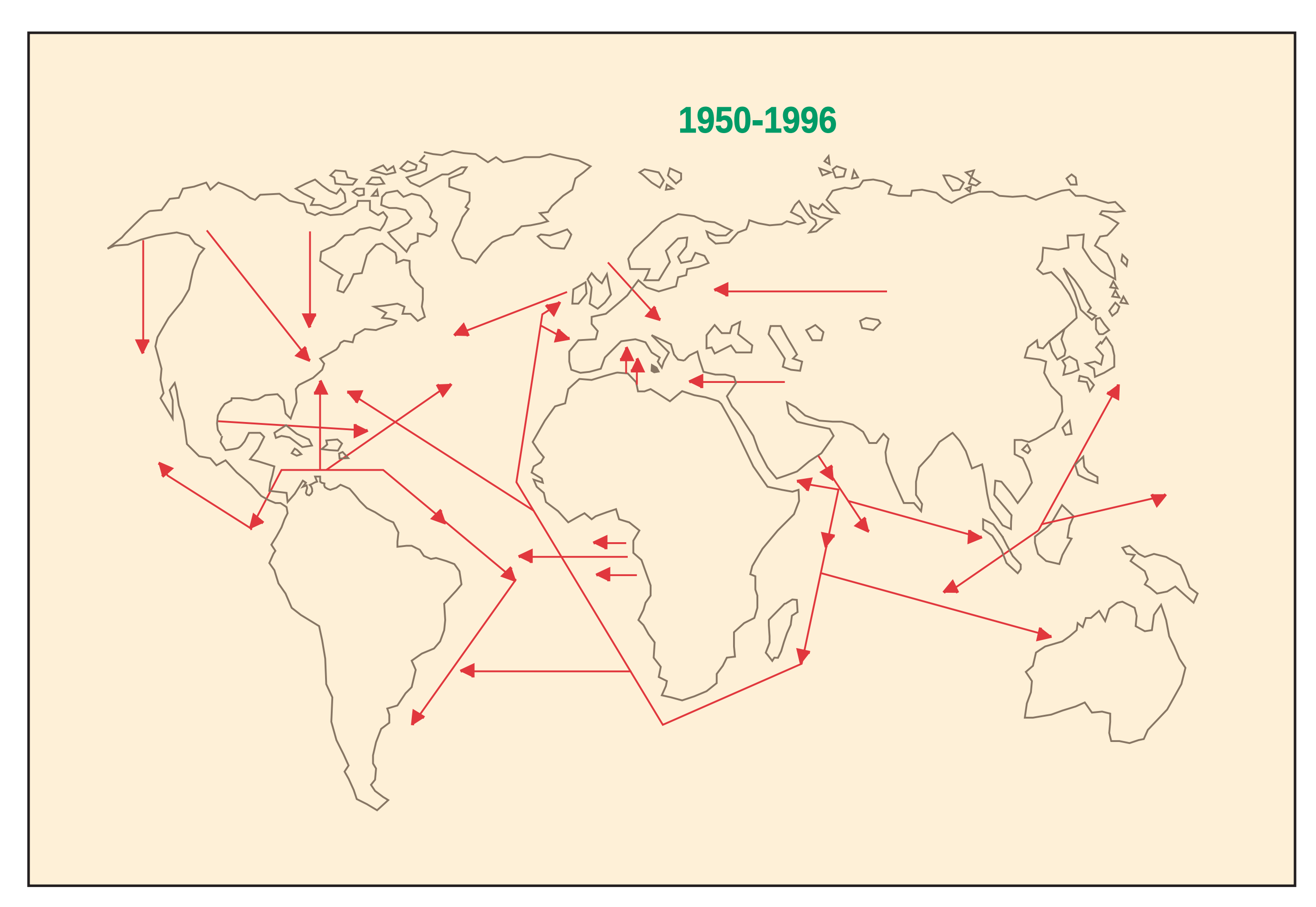


Fig. 12-20. La exportación e importación de hidrocarburos es un negocio internacional de grandes volúmenes de crudos y/o productos que representan un respetable flujo de dinero entre países.

a que buscara petróleo en México, y con tan buena suerte que para 1901 la producción del país totalizó 10.000 barriles. Para 1910, México ya había logrado producir 9.956 b/d. Los primeros hallazgos atrajeron también la atención del inglés Weetman Pearson, fundador de la Compañía Mexicana de Petróleo “El Aguila”, descubridora del campo de Dos Bocas que aseguró la importancia petrolífera de México. Luego vinieron las grandes empresas estadounidenses y europeas. En 1920, México produjo 430.326 b/d y desde entonces ha permanecido en la lista de productores de petróleo más importantes del mundo y mucho más de América Latina.

Estos hallazgos atrajeron a las grandes empresas estadounidenses y anglo-holandesas, que de inmediato se dedicaron a confirmar la riqueza petrolífera mexicana.

Entre los personajes más importantes de la geología y el petróleo de México de aquellos tiempos del desarrollo de la industria destacan don Ezequiel Ordóñez, miembro fundador del Instituto Geológico de México (1900), profesor de geología y mineralogía, geólogo consultor y autor de varios trabajos sobre las perspectivas petrolíferas de México y miembro honorario (1924) de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (A.A.P.G.); don Teodoro Flores, eminente geólogo, director por muchos años del Instituto Geológico de México, y Everette Lee De Golyer, geólogo estadounidense de fama internacional, que ejerció brillantemente en México a comienzos del siglo XX y fue responsable por el descubrimiento del campo Potrero del Llano, cuyo pozo N° 4 produjo incontroladamente 110.000 b/d en diciembre de 1910. Durante ocho años, este pozo excepcional produjo 120 millones de barriles de petróleo.

Durante 1901-1938, México produjo 1.904 millones de barriles de petróleo. Después de la nacionalización (1938) la producción mexicana tuvo sus altibajos, pero durante la década de los ochenta comenzó un significativo resurgimiento, gracias a extensos descubrimientos hechos en tierra y costafuera. Las reservas probadas descubiertas han llamado la atención mundial y la producción (en millones de b/d) se ha comportado de la manera siguiente: 1978: 1,2; 1979: 1,4; 1980: 1,9; 1981: 2,3; 1982: 2,7; 1983: 2,7. Las reservas probadas para el 1-1-1984 sumaron 48.000 millones de barriles. De 1939 a 1983, Petróleos Mexicanos produjo, aproximadamente, 8.821 millones de barriles de petróleo. En 1995, la producción diaria fue de 2,7 millones b/d y las reservas probadas de petróleo se estimaron en 48.796 millones de barriles.



Fig. 12-21. Everette Lee De Golyer.

México y Venezuela son los dos más importantes países productores de petróleos de la América Latina y a través de los años sus respectivas campañas de exploración y comportamiento de la producción han demostrado la bondad de la riqueza de sus cuencas petrolíferas.

Los hallazgos de petróleo en el Perú (1896) no dieron al comienzo de siglo, ni después, los resultados que en poco tiempo comenzaron a llamar la atención de la industria internacional hacia México (1900). Después de México, Argentina (1908) comenzó a producir,

pero durante todo lo que va de este siglo sus reservas y producción han sido de tan poca magnitud que han servido solamente para satisfacer en mayor o menor grado su propio consumo.

Fuera de México y Venezuela, la riqueza petrolera de los otros países latinoamericanos no ha sido espectacular. Más bien los resultados han sido pobres. A medida que se plantean mayores desarrollos en todos los órdenes para cada país, el consumo presente y futuro de energía significa serios retos para la comunidad latinoamericana, especialmente en suministros de hidrocarburos.

Los esfuerzos de las empresas internacionales en el pasado y, al correr del tiempo, los de las empresas estatales, no han dado desde el principio los grandes éxitos esperados en Trinidad (1908), Ecuador (1917), Colombia (1921), Bolivia (1930), Brasil (1940).

Sin embargo, aunque los esfuerzos por encontrar petróleo en abundancia en toda la América Latina, excepto en México y Venezuela, no han colmado las expectativas formuladas, por lo menos han proporcionado abundantes conocimientos sobre la geología general y la geología del subsuelo de la región. Para apreciar la situación petrolera actual (1994) de los países latinoamericanos, la Tabla 12-5 recoge los datos básicos de los países productores de la región.

Las cifras indican que la gente del petróleo de la región latinoamericana tiene un gran reto que cumplir durante el siglo XXI para satisfacer el abastecimiento futuro de petróleo.

Europa

Desde el comienzo de la industria petrolera hasta hoy, casi la totalidad de las naciones europeas son importadoras de petróleo. Desde 1859 a 1952, la producción acumulada de Europa fue de 9.171 millones de barriles, de los cuales 7.197 millones (78,5 %) corresponden a la Unión Soviética y 1.317 millones (14,4 %) a Rumania. El resto, 657 millones (7,1 %) fue contribuido por Albania, Austria, Checoslovaquia, Gran Bretaña, Francia, Alemania, Hungría, Italia, Holanda, Polonia y Yugoslavia.

Sin embargo, después de la Segunda Guerra Mundial hubo un fuerte resurgimiento en

Tabla 12-5. Capacidad petrolera de varios países del Hemisferio Occidental

País	1-1-1995 Reservas MM Brls.	1994 Producción MBD	1-1-1995 Refinación M b/dc
Argentina	2.217	666	665
Bolivia	138	26	45
Brasil	3.997	665	1.253
Chile	300	12	165
Colombia	3.394	456	249
Ecuador	2.014	379	148
Guatemala	488	8	20
Perú	800	128	184
Trinidad/Tobago	488	129	245
Subtotal	**13.836**	**2.469**	**2.974**
México	50.776	2.685	1.524
Venezuela	64.477	2.463	1.167
Subtotal	**115.253**	**5.148**	**2.691**
Total	**129,672**	**7.617**	**5.665**

Fuentes: MEM-PODE, 1994.
Oil and Gas Journal, December 19, 1994; December 25, 1995.

la producción petrolera europea debido a descubrimientos de petróleo y gas en Holanda (1943-1957), seguidos luego por descubrimientos en el mar del Norte, hechos por Noruega (1968-1975) y el Reino Unido (1969-1976). En 1994, Noruega promedió 2,6 millones de barriles diarios y el Reino Unido 2,5 millones de barriles diarios. Sin contar a Rusia, la producción de estos dos países representa el 85 % de la producción europea. Las reservas probadas del Reino Unido y de Noruega representan 24 y 50 %, respectivamente, de los 18.768 millones de barriles contabilizados hasta ahora. Esto significa que Europa tiene una marcada dependencia energética de fuentes externas y países exportadores como Rusia, los del Medio Oriente y del Africa como sus más próximos proveedores.

Aunque Europa Occidental no ha sido favorecida con grandes recursos petrolíferos, los científicos, los geólogos e ingenieros de las firmas comerciales especializadas en las Ciencias de la Tierra y de los departamentos técnicos de las empresas petroleras de las diferentes naciones europeas, han contribuido substancialmente al desarrollo y progreso de la tecnología petrolera mundial.

Los primeros diseños, fabricación de equipos y aplicaciones del magnetómetro, del gravímetro y del sismógrafo para las exploraciones petroleras (geofísica) se originaron en Europa. Las contribuciones europeas en todas las ramas de la geología han facilitado la interpretación y la resolución de problemas de la superficie terrestre, del subsuelo y de los fondos marinos en las diferentes cuencas petrolíferas del mundo. En petrofísica, las ideas y los conceptos propuestos por los hermanos Marcel y Conrad Schlumberger, y los equipos que diseñaron para obtener de los pozos perfiles de la columna geológica (estratigrafía) para interpretar las características de los estratos y determinar los fluidos atrapados, constituyen adelantos fundamentales en las tareas de exploración, de perforación y producción.

Más recientemente, desde los años ochenta, para realizar las operaciones petroleras en el mar del Norte, las contribuciones científicas y tecnológicas europeas han hecho posible significativos adelantos en todas las ramas de la ingeniería y materias afines de apoyo, necesarias para las diferentes actividades.

Africa

Africa se anotó su primera producción comercial petrolera en 1911, cuando empresas británicas descubrieron los primeros yacimientos en Egipto. Desde entonces y hasta 1952 la producción acumulada llegó solamente a 185 millones de barriles. Para ese período, la máxima producción diaria de 45.000 barriles se obtuvo en 1952. Sin embargo, el potencial petrolero egipcio empezó a tomar auge a partir de 1953, cuando empresas estadounidenses y europeas intensificaron las actividades petroleras y, en 1994, el país produjo unos 894.000 b/d, sostenidos por reservas probadas de 3.879 millones de barriles.

A Egipto siguieron Argelia (1913) y Marruecos (1931), pero ninguno de los dos mostró por muchos años cifras significativas de producción. Desde las fechas indicadas hasta 1952, la producción acumulada de Argelia fue de 569.000 barriles y la de Marruecos fue de 2,1 millones.

Sin embargo, en 1982, Africa produjo 4,5 millones de barriles diarios, avalados por reservas de 57.822 millones de barriles, mediante la intensificación de las actividades petroleras por empresas transnacionales e independientes estadounidenses, europeas y japonesas (Petrofina, Elf Aquitaine, AGIP, Amoco, Phillips, EGPC-Japón, Cie Francaise des Petroles, Shell, Gulf, Mobil, Oasis, Occidental, Ashland, Pan Ocean, Texaco, Chevron, Esso), especialmente desde los años indicados en los siguientes países: Gabón 1956, Argelia 1957, Nigeria 1958, Libia 1959, Túnez 1964, Angola 1966, Congo 1969, Camerún 1972, entre otros.

Durante 1994 los primeros países productores y con mayores reservas fueron:

Tabla 12-6. Principales productores de petróleo de Africa

País	Producción, 1994 MBD	Reservas, 1995 MM Brls.
Nigeria	1.883	17.900
Libia	1.380	22.800
Egipto	894	3.260
Argelia	750	9.200
Angola	549	5.412
Gabón	329	1.340
Otros (10 países)	437	2.265
Total	**6.222**	**62.177**

Fuente: Oil and Gas Journal, December 25, 1995.

El Lejano Oriente

Poco después de iniciada la industria petrolera (1859), las exportaciones de querosén de las incipientes refinerías estadounidenses hacia el Asia se hicieron famosas. Para 1907, la Standard Oil (John D. Rockefeller) y la Royal Dutch/Shell (Henri Deterding) pujaban por la supremacía de sus respectivas empresas en el mercado asiático, especialmente el inmenso mercado chino. La lámpara de querosén Mei Foo (Buena Suerte) de la Standard se veía en cada villorio, pueblo y ciudad.

Las actividades de producción petrolera en el Lejano Oriente comenzaron por el Japón en 1875, pero hasta hoy no han alcanzado a mayor monta, escasamente produce apenas 15.000 b/d y ha sido siempre un gran importador de crudos y productos. En 1995, las importaciones japonesas variaron de 4,3 a 5,0 millones de barriles diarios y la capacidad de refinación del país es de 4,8 millones de barriles diarios de crudo más 7,2 millones de barriles diarios de procesos complementarios.

No obstante la marcada falta de recursos petrolíferos autóctonos, los recursos humanos del Japón han desarrollado una ciencia y tecnología petroleras de primera. La capacidad metalmecánica del país hace posible que produzca equipos, herramientas y materiales para la perforación, la refinación y la petroquímica que compiten con los mejores del mundo. Y en la fabricación de tanqueros sus astilleros son los más adelantados del negocio.

Las exploraciones petroleras en el área asiática y del Pacífico, hasta ahora no han rendido logros de mayor significación, excepto Indonesia y China, para satisfacer las necesidades energéticas de la totalidad de la región más poblada del mundo. Sin embargo, la gente del petróleo no se desanima y persiste en explorar en tierra y/o costafuera en los diferentes países de la región.



Fig. 12-22. Henri Deterding.

Las cifras de la Tabla 12-7 dan idea de la situación de producción y reservas para 1983 y 1994; 1984 y 1995, respectivamente. En paréntesis se anota la fecha de inicio de producción de los más importantes países productores.

La falta de recursos petrolíferos autóctonos se hace más patente cuando se toma en cuenta que la capacidad de refinación de crudos de la región es de 12,9 millones de barriles diarios. Todo esto indica que allá existen grandes retos por cumplir en materia de energía autóctona y, sin duda, el petróleo todavía puede dar grandes sorpresas en las vastas áreas te-

Tabla 12-7. Principales productores de petróleo de Asia				
	Producción MBD		Reservas MM Brls.	
País/Inicio	1983	1994	1984	1995
Indonesia (1893)	1.292	1.319	9.100	5.779
Malasia (1911)	370	640	3.000	4.300
Brunei (1928)	155	162	1.390	1.350
India (1935)	390	622	3.485	5.776
Australia (1935)	405	535	1.586	1.615
China (1939)	2.109	2.961	19.100	24.000
Otros (11 países)	93	452	408	1.633
Total	**4.812**	**6.691**	**38.069**	**44.453**

Fuente: Oil and Gas Journal, December 26, 1983; December 25, 1995.

rrestres y marítimas que esperan la acción de los petroleros, especialmente en China. Hay que recordar que por allá puede surgir cuando menos se espere un mar del Norte o un México reactivado.

El Medio Oriente

En ninguna otra región petrolera del mundo se han entrelazado tantos factores históricos, geopolíticos, políticos, culturales y económicos como en ésta. La inmensa riqueza petrolera del Medio Oriente, igualada quizás únicamente por el potencial de la prospección rusa todavía en sus inicios, comenzó a asombrar a los petroleros después de la Segunda Guerra Mundial, con los descubrimientos de inmensos yacimientos en Arabia Saudita, Kuwait y Qatar.

En ninguna otra región petrolera ha habido tanta pugna entre las más grandes, medianas y pequeñas empresas petroleras del mundo como allí. Y a lo largo de los años, la pugna fue contorneada por promotores a título personal y petroleros independientes, como William Knox D´Arcy, Calouste Gulbenkian, Frank Holmes, Paul Getty, Armand Hammer, Ralph K. Davies y otros. También por el interés y respaldo diplomático de los gobiernos de Estados Unidos, Reino Unido, Holanda, Francia, Italia y Alemania hacia sus empresas petroleras y, finalmente, por el interés y necesidades de las propias naciones de la región.

La producción petrolera del Medio Oriente comenzó en firme en Irán (1913) con unos 5.000 b/d y poco a poco se fue incrementando sostenidamente año a año hasta 660.000 b/d en 1950. Durante ese período, la producción acumulada llegó a 2.400 millones de barriles y no siguió aumentando como se presumía por la nacionalización de la industria por parte del gobierno de Irán y la drástica reducción en producción durante los años 1951-1954 que prácticamente hizo desaparecer el crudo iraní de los mercados mundiales. De 1955 en adelante, comenzó a fluir otra vez la producción y la nacionalización fue un acto irreversible. No obstante los acontecimientos sucedidos en los años siguientes, Irán ha continuado produciendo unas veces más y otras veces menos. En 1983 produjo 2,6 millones de b/d avalados por reservas probadas de 51.000 millones de barriles, y en 1990 registró 3,25 millones de b/d y reservas de 92.850 millones de barriles.

Atraídas por los hallazgos en Irán, las empresas petroleras del mundo acudieron a la cita y en conjunto los resultados fueron los más espectaculares jamás logrados en región petrolera alguna, hasta ahora. El año de comienzo de la producción para cada país y las cifras de la Tabla 12-8 son reveladoras.

Tabla 12-8. Principales productores de petróleo del Medio Oriente

País/Inicio	Producción MBD 1983	Producción MBD 1994	Reservas MM Brls. 1984	Reservas MM Brls. 1995
Irán (1913)	2.606	3.585	51.000	89.250
Irak (1927)	905	550	43.000	100.000
Bahrein (1933)	41	105	185	210
Arabia Saudita (1936)	4.872	7.811	166.000	258.703
Kuwait (1946)	912	1.811	63.900	94.000
Qatar (1949)	270	407	3.330	3.700
Zona Dividida (1953)	398	378	5.695	5.000
E.A.U. (1958)	1.497	2.223	35.130	98.100
Siria (1962)	165	574	1.490	2.500
Otros países	-	1.145	-	8.832
Total (1)	**11.666**	**18.589**	**369.730**	**660.295**
Mundo (2)	**53.259**	**60.521**	**669.303**	**999.761**
% (1)/(2)	21,9	30,7	55,2	66,0

Fuente: Oil and Gas Journal, December 26, 1983; December 25, 1995.

La invasión de Kuwait por Irak, el 2 de julio de 1990, fue un desastre para las instalaciones petroleras del país invadido. Tal acción generó la Guerra del Golfo para echar a Irak de Kuwait.

Eminentes geólogos estadounidenses que tempranamente después de la Segunda Guerra Mundial evaluaron las perspectivas petrolíferas de la región, vocearon la inmensidad de las reservas que podrían encontrarse allí. Wallace Pratt estimó en 1956 (OGJ-13-2-1956) que las reservas mundiales de petróleo acusaban 306.000 millones de barriles y de éstas le asignó 230.000 millones al Medio Oriente. La sorpresa de la estimación fue que, en comparación con cifras anteriores, Pratt asignó de un golpe de ojo 100.000 millones de barriles más al Medio Oriente. Y cuando le indagaron sobre ese aumento manifestó que podría ser muchísimo más. El tiempo le dio la razón. Y antes (1943-1944), durante los últimos años de la Segunda Guerra Mundial, Everette Lee De Golyer declaró que el centro de gravedad petrolero se desplazaría del golfo de México y el Caribe hacia el Medio Oriente y el golfo Pérsico para mantenerse allí firmemente. El tiempo ha confirmado su apreciación.

III. Venezuela y su Petróleo

Después de las experiencias petroleras iniciales de los hombres de la Petrolia (1878) no surgió de inmediato en Venezuela mayor interés por parte de venezolanos ni de extranjeros para acometer operaciones en gran escala. Y no fue por falta de evidencias sobre las posibilidades de una prospección extensa y a fondo, pues desde los tiempos de la Colonia se acumularon reseñas y se recogieron muestras de asfalto en varios sitios. Y, también, a partir de la Independencia, los gobiernos empezaron a preocuparse por la legislación minera. Algunos venezolanos solicitaron y recibieron concesiones y algunos venezolanos y extranjeros escribieron sobre emanaciones petrolíferas (menes) detectadas en diferentes regiones del país. Algunos hicieron apuntes sobre aspectos geológicos del suelo venezolano y divulgaron y publicaron sus impresiones aquí, en Estados Unidos y en Europa, pero nada sucedió hasta que llegaron (1890) los asfalteros.

Los asfalteros

Sin duda, el asfaltado de calles en las ciudades importantes de Estados Unidos y Europa a fines del siglo XIX y a comienzos del

siglo XX con asfalto de Trinidad, hizo que las empresas de asfalto mirasen hacia Venezuela en busca de nuevos depósitos para ampliar sus fuentes de suministros.

La New York and Bermúdez Co. (1886), la Graham Company of Trinidad (1890) y la Val de Travers Asphalt Paving Co. (1900) se ubicaron, la primera, en el área de Guanoco, estado Sucre, y las dos últimas en Capure y Pedernales, Delta Amacuro, para extraer asfalto. Y en la región de Inciarte, en el Zulia, se ubicó (1900) la Uvalde Asphalt Paving Co.

Las operaciones de estas empresas de asfalto fueron modestas y de poca duración, pero lo suficientemente importantes para atraer la atención de los petroleros hacia Venezuela. Además, despertaron la atención y el interés de muchos venezolanos y extranjeros que por cuenta propia gestionaron concesiones (1886-1914) y, al correr de los años, algunos de estos concesionarios y sus concesiones adquirieron importancia al venir a Venezuela las grandes empresas petroleras transnacionales de la época.



Fig. 12-23. Exploradores visitantes en el área de Guanoco, estado Sucre, 1913.

La General Asphalt, casa matriz de la New York and Bermúdez Co., que operaba en Guanoco, se interesó en las posibilidades petrolíferas del país y para tener conocimientos de las perspectivas geológicas de todo el terri-

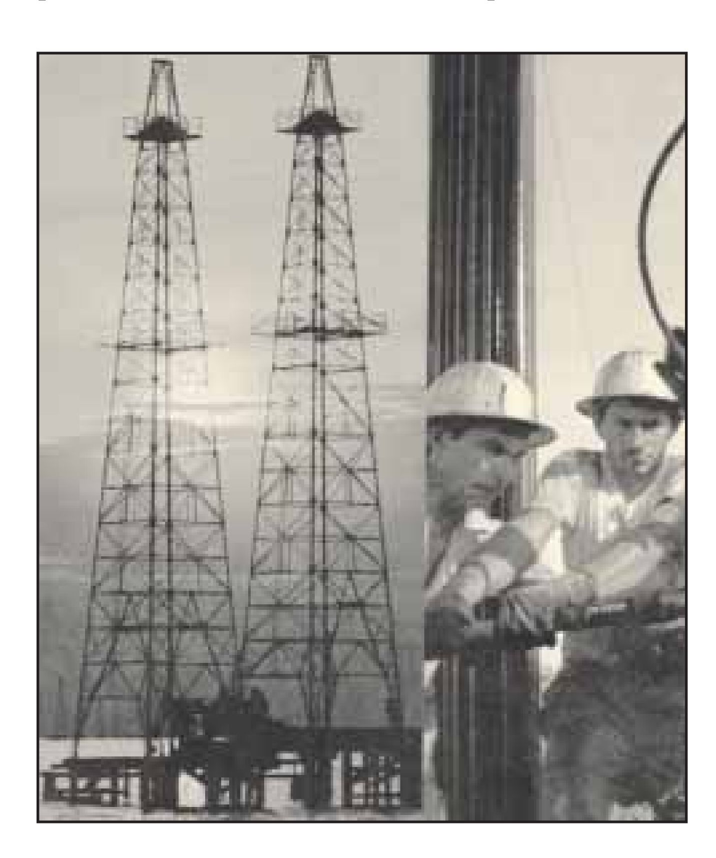


Fig. 12-24. Las cabrias que antaño eran símbolos de la riqueza petrolífera del lago de Maracaibo ya no forman parte del pozo. Ahora en las localizaciones lacustres se utiliza equipo móvil flotante muy moderno. A la derecha, trabajadores en faenas de rehabilitación de un pozo.

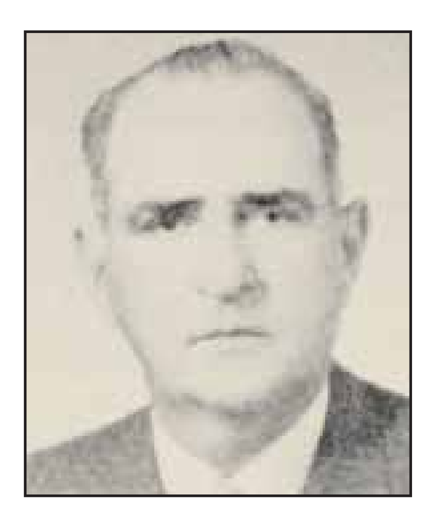


Fig. 12-25. Enrique J. Aguerrevere.

torio contrató los servicios del geólogo Ralph Arnold, graduado en 1889 en la Universidad de Stanford y uno de los primeros en orientar su profesión y actividades hacia la industria del petróleo en California. Además, Arnold fue pionero en los fundamentos, progresos y aceptación de la carrera de ingeniería de petróleos en los comienzos de este siglo.

Para realizar su tarea, el doctor Arnold contó con la colaboración de un grupo de geólogos e ingenieros: George A. Macready, Thomas W. Barrington, Walter R. Nobs, Charles Eckes y otros venidos de los Estados Unidos. El grupo de venezolanos que acompañó al doctor Arnold en esta expedición geológica estuvo integrado por los ingenieros Santiago Aguerrevere, Enrique J. Aguerrevere, Pedro I. Aguerrevere, Martín Tovar Lange, P.T. Torres y L.J. Pacheco.



Fig. 12-26. Manera de transitar las tierras bajas de Guanoco, estado Sucre, 1913.

Estos fueron los hombres que durante los años 1911-1916 recorrieron el país para cerciorarse de sus posibilidades geológicas y petrolíferas, que de inmediato (1914) resultaron en el inicio y posterior desarrollo de la industria petrolera en Venezuela.

Llegan las petroleras

De las investigaciones realizadas por Ralph Arnold, la General Asphalt recibió informaciones preliminares que la mantuvieron al día sobre los prospectos geológicos del país y sin perder tiempo incorporó en el estado de Nueva Jersey su filial Caribbean Petroleum (1911). General Asphalt ofreció al Grupo Royal Dutch/Shell una participación mayoritaria (1913) en la Caribbean, que de inmediato adquirió concesiones en Venezuela, originalmente otorgadas a Rafael Max Valladares.

La Caribbean, fundamentada en sus propias evaluaciones geológicas y en las recomendaciones del grupo Arnold, comenzó a perforar en Mene Grande, estado Zulia, y, el 15 de abril de 1914, el pozo Zumaque-1, a la profundidad de 443 pies (135 metros) produjo 200 b/d de petróleo para convertirse en el pozo descubridor de uno de los campos más prolíferos del país, al constatar su extensión los pozos que le siguieron en el corto tiempo de dieciocho meses. De allá acá (1994), el campo de Mene Grande ha producido unos 641 millones de barriles de petróleo y todavía contribuye a la producción nacional con unos 1.630 b/d, en buenas condiciones restablecidas de productividad.

En ese pozo, iniciador de la industria petrolera en gran escala en Venezuela, estuvieron en la cuadrilla de perforación los venezolanos Julio Ballesteros, Alcibiades Colina, Eusebio Sandrea y Samuel Smith, todos ya falleci-

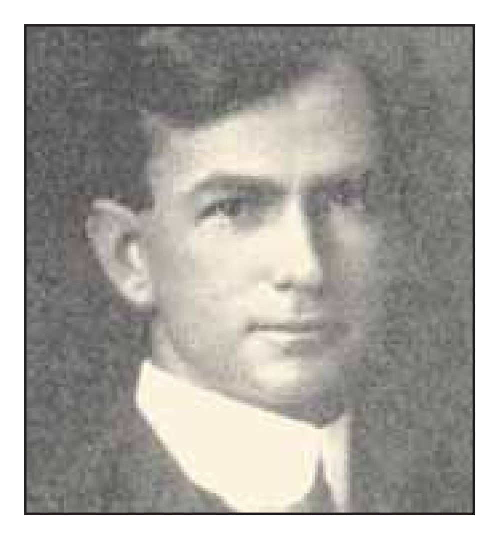


Fig. 12-27. Ralph Arnold.

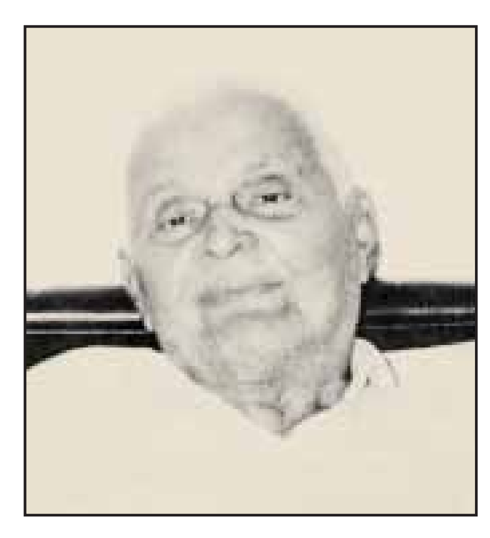


Fig. 12-28. Samuel Smith.

dos. Smith era natural de Curazao, se casó y enviudó en Venezuela, se volvió a casar aquí y en sus dos matrimonios tuvo nueve hijos. Vivió sus últimos catorce años en Boconó, donde murió el 3 de enero de 1983 a la edad de 87 años.

La noticia del éxito en Mene Grande cundió rápidamente. Los grandes grupos, consorcios y empresas petroleras transnacionales se aprestaron para acudir a la cita y competir con la gente de la Royal Dutch/Shell. El petróleo se perfilaba como fuente energética de grandes posibilidades y, más, su constitución molecular permitiría manufacturar muchos otros productos. Todo era cuestión de tiempo. Pero quien tuviera bajo su control el grueso de las reservas petrolíferas del mundo dominaría el negocio. Las naciones más adelantadas de la época así lo vieron y, de ellas, Inglaterra y Estados Unidos se lanzaron a la competencia sin tregua. La primera, representada principalmente por la Royal Dutch/Shell, capitaneada por Henri Deterding, y por otras empresas británicas, y la segunda por la Standard Oil (New Jersey) con Walter Teagle a la cabeza como el ungido por John Davison Rockefeller para llevar adelante el resurgimiento y supremacía de la Standard luego de la disolución (15 de mayo de 1911) ordenada por la Suprema Corte de los Estados Unidos. Empresas estadounidenses, creadas por empresarios y petroleros diferentes al grupo Rockefeller, como Gulf, Texaco, Union y otras, también empezaron a desplegar su bandera a escala internacional.

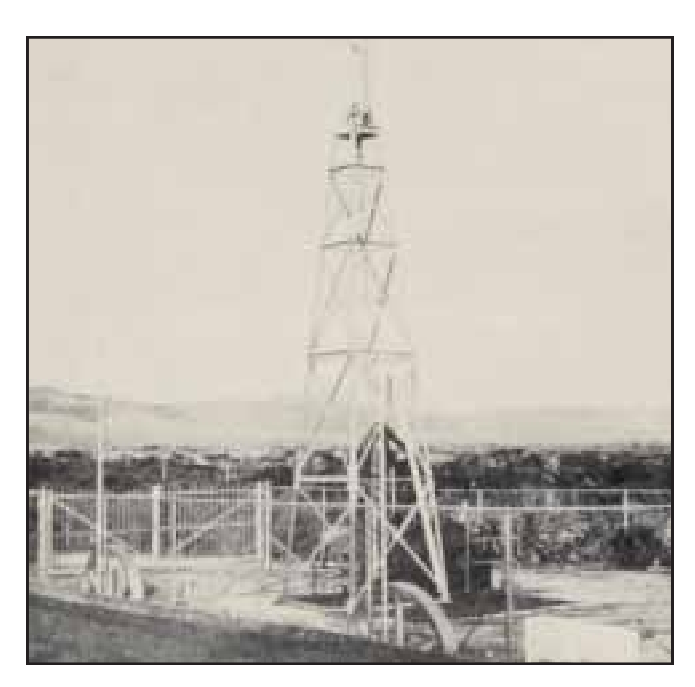


Fig. 12-29. El pozo Zumaque-1, campo Mene Grande, estado Zulia, iniciador de la industria en Venezuela en 1914.

La Primera Guerra Mundial (1914-1918) disminuyó, como es natural, el ímpetu de las operaciones petroleras excepto en Estados Unidos y México, y Venezuela no comenzó a mover su producción y exportación hasta 1916. Las petroleras europeas, especialmente la Royal

Dutch/ Shell, a través de sus filiales, habían tomado la delantera a las empresas estadounidenses en Venezuela. Deterding le había ganado los primeros asaltos de la competencia a Teagle. Pero al final, Standard Oil (New Jersey), por sus operaciones aquí, allá y más allá, se convertiría en la primera del mundo.

Durante la segunda década del siglo XX, los venezolanos que habían acusado y recibido concesiones (Rafael M. Valladares, Antonio Aranguren, Andrés José Vigas, Francisco Jiménez Arráiz, Bernabé Planas, entre los más nombrados) comenzaron a traspasarlas, principalmente a empresas europeas y, entre ellas, a filiales de la Royal Dutch/Shell.

Terminada la Primera Guerra Mundial y al retomar el mundo el camino de la reconstrucción, las actividades petroleras resurgieron con renovados esfuerzos y vinieron a Venezuela empresas de todas partes, especialmente de los Estados Unidos. En 1930, Venezuela produjo 370.538 b/d y la producción acumulada 1917-1930 acusó 511,6 millones de barriles. La industria estaba en sus comienzos y la atención petrolera mundial se concentraba en Venezuela, en tal grado que para 1930 las siguientes 106 empresas estaban registradas en el país:

Maracaibo Fuel Company*
The Colon Development Company Limited*
The Venezuela Oil Concessions Limited*
The Caribbean Petroleum Company*
British Controlled Oilfields Limited*
Minerales Petrolíferos Río Paují*
The Bermúdez Company*
The New York and Bermúdez Company *
The Venezuelan Oilfields Limited
The Araguao Exploration Company Limited
The Tucupita Oilfields Limited
The Pedernales Oilfields Limited
The Antonio Díaz Oilfields Limited
New England Oil Corporation Limited
The Venezuela Oil Corporation
Compañía Venezolana de Petróleo**
Venezuela Gulf Oil Company*
Orinoco Oil Company
Omnium Oil Development Company Limited
Lago Petroleum Corporation*
Mara Exploration Company
Perijá Exploration Company
Páez Exploration Company
Miranda Exploration Company
Urdaneta Exploration Company
Escalante Oilfields Limited
Zulia Oilfields Limited
West India Oil Company
Lorán Exploration Company
Bolívar Exploration Company
Mérida Oilfields Limited
Standard Oil Company of Venezuela*
San Cristóbal Oilfields Limited
Venezuelan Sun Limited
Sucre Exploration Company
Trujillo Oilfields Limited
Táchira Oilfields Limited
Bolívar Oilfields Limited
Compañía Marítima Paraguaná
Maxudian Petroleum Corporation
American British Oil Company
Condor Oil Company of Venezuela
Andes Petroleum Corporation
Gulf of Maracaibo Corporation*
Central Venezuela Oil Corporation
Cojedes Oilfields Corporation
Margarita Oilfields Corporation
Richmond Petroleum Company of Venezuela
Misoa Petroleum Company
California Petroleum Exploration Company
Venezuelan American Corporation
United Venezuelan Oilfields Limited
Oscar R. Howard Company
Maritime Oil Corporation
South American Oil and Development Corporation
Venezuelan Pantepec Company*
American Venezuelan Oilfields Limited
Monagas Oilfields Corporation

Vimax Oil Company
Caribbean Oilfields of Venezuela Inc.
Dakota Oil & Transport Company
Mérida Oil Corporation
Algeo Oil Concessions Corporation
National Venezuela Oil Corporation
Paraguaná Petroleum Corporation
Río Palmar Land & Timber Corporation
Venezuela International Corporation*
Govea & Compañía
Venezuelan Eastern Oilfields Limited
Cordillera Petroleum Corporation
Compañía Petróleos de Paraguaná
Tocuyo Oilfields of Venezuela Limited
United Venezuela Oil Corporation
Venezuela Speculation Inc.
Caracas Petroleum Corporation*
Venezuela Royalties Corporation
Societé Francais de Recherches au Venezuela
Belgian French Venezuela Oil Corporation
Belgo Venezuelan Oil Corporation
Wampum Oil Corporation
Compañía Venezolana de Fomento
Marine Petroleum Company
Venezuelan Petroleum Company
Apure Venezuela Petroleum Corporation
Venokla Oil Company
West Venezuela Oil Corporation
Zamora Venezuela Petroleum Corporation
Sobrantes Oil Corporation
New England Venezuela Company
Venezuelan Seaboard Oil Company
Creole Petroleum Corporation*
Esperanza Petroleum Corporation
Mene Grande Syndicate*
Venezuelan Western Petroleum Corporation
Caracas Syndicate Inc.*
Eastern Zamora Oilfields Inc.
Venezolana Oil Syndicate Inc.
Union National Petroleum Company
The Astra Company
Martín Engineering Company
Central Area Exploitation Company Limited
Mara Oilfields Corporation*
Falcón Oil Corporation
Río Palmar Oilfields Corporation
Venezuelan Oilfields Company Limited
California Petroleum Corporation of Venezuela

Muchas de estas empresas no lograron sus deseados objetivos. Traspasaron sus concesiones a otras y se retiraron.

* Muchas, por sí o en asociación o amalgamadas con otras lograron permanecer en el país hasta la nacionalización y fueron responsables por el desarrollo petrolero venezolano.

** Empresa venezolana tenedora de concesiones. Sus accionistas eran amigos protegidos del general Juan Vicente Gómez. Muchas de estas concesiones fueron traspasadas a empresas extranjeras.

El geólogo Ralph A. Liddle, acompañado de D.P. Oleott, de la Universidad de Chicago, estudió la geología de Venezuela durante los años 1920 a 1925 y en 1928 publicó su texto: The Geology of Venezuela and Trinidad. Sin duda, las publicaciones en los órganos de las asociaciones profesionales y las revistas comerciales especializadas (principalmente de los Estados Unidos) sobre las actividades petroleras en Venezuela desde el descubrimiento del campo de Mene Grande, y luego la obra de Liddle, constituyeron fuentes de información que indujeron a muchas petroleras a probar suerte en Venezuela en los años siguientes, una vez terminada la Segunda Guerra Mundial (1939-1945).

Después de la Segunda Guerra Mundial, la competencia británica/holandesa/estadounidense por el control de reservas y actividades petroleras mundiales se acentúa. Más que en la Primera, la Segunda Guerra Mundial confirmó el poder estratégico y el valor del petróleo. Pero ya no son únicamente las empresas gigantes y bien conocidas (Standard Oil of New Jersey, Royal Dutch/Shell, Texaco, British Petroleum, Mobil, Standard Oil of California y Gulf)

las que se lanzan a la búsqueda de petróleo por todas partes, sino un gran número de empresas independientes por sí y en asociación (estadounidenses, francesas, alemanas, italianas, británicas, españolas, brasileras y belgas). A Venezuela concurrieron, mayoritariamente, las estadounidenses Phillips Petroleum, Sun, San Jacinto, Superior, Pancostal, Signal, Occidental y otras. Varias de estas empresas contribuyeron con magníficos descubrimientos que aumentaron el potencial, la producción y las reservas del país. Para el último año (1975) de la vigencia de las concesiones, el país produjo 2.346.202 b/d; la producción acumulada registró 31.947 millones de barriles, y las reservas remanentes registraron 18.390 millones de barriles. Total descubierto, producido y por producir: 50.337 millones de barriles hasta ese año. Hasta ahora la más alta producción diaria lograda en el país fue de 3.708.000 barriles en 1970.

Experiencias y resultados

Todos los que vinieron de otras tierras a servir en una u otra forma en la industria petrolera, contribuyeron con sus conocimientos y trabajo al desarrollo de una industria venezolana. En geología, la labor fue excelente. En ingeniería de petróleos, sobresaliente. En construcción de instalaciones, incomparable. En



Fig. 12-30. Personal del grupo de Ralph Arnold, en los comienzos de la exploración geológica en Venezuela, 1911-1916.



Fig. 12-31. Los que vinieron de otras tierras aportaron su cuota y dejaron una escuela: el trabajo eficiente del petrolero.

administración y dirección, eficientes. La industria formó venezolanos(as) que en el momento de la nacionalización tomaron las riendas de la industria y han sabido mantener la continuidad y la eficiencia de las operaciones.

Los que vinieron trajeron una misión que cumplir: **buscar, ubicar, cuantificar, producir y manejar el petróleo**. Contaron con su experiencia, con su preparación y con sus recursos: humanos, financieros, tecnológicos y materiales. Muchos vinieron ya formados académicamente y/o con mucha experiencia práctica. Conocían su trabajo, unos a fondo y otros medianamente. Muchos se formaron aquí e hicieron una gran escuela, y la formación fue buena porque de aquí salieron a cumplir más altos destinos. Muchos se enraizaron aquí y sienten al país entrañablemente. Muchos se preocuparon por la suerte del país y por su gente y enseñaron y formaron a muchos venezolanos en diferentes actividades de la industria, sin egoísmos ni recelos. Y fueron grandes relacionistas, sinceros y muy humanos. Cada quien aportó su cuota y nos dejó, al fin de cuentas, una escuela: la escuela del trabajo eficiente del petrolero.

Ahora, los de aquí, tenemos la misma misión que cumplir: buscar, cuantificar, producir y manejar el petróleo, para lo cual hay que utilizar las cosas positivas de la escuela que here-

damos, elevando su categoría y reputación. Después de todo, la escuela más avanzada para aprender sobre petróleo es la industria misma.

Disposiciones gubernamentales

Al comienzo, los pensamientos y conceptos que se tenían sobre el petróleo y la organización y el manejo de la industria fueron muy intrincados. En los mismos Estados Unidos transcurrió un largo tiempo para desarrollar y asimilar su organización, estructura, modus operandi y recursos necesarios, como también para establecer buenas relaciones con los gobiernos estatales y el federal. Por tanto, al poco tiempo de fundada la industria, y al salir el petrolero estadounidense y el europeo a buscar petróleo en otros sitios, cargó consigo su reciedumbre de emprendedor todopoderoso, y frente a frente con la realidad cultural y las diferencias encontradas en otros países vivió sus ratos de exasperación y causó enojos, pero poco a poco se fue amoldando a las circunstancias.

Los países anfitriones no conocían las operaciones petroleras y estaban en desventaja para apreciar el alcance y el significado empresarial y comercial de la industria que se perfilaba internacionalmente. En Venezuela se aprendió mucho, y las acciones gubernamentales, al correr de los años, fueron consolidando las bases, los conocimientos y medios que en 1976 permitieron que la Nación decidiese tomar para sí el manejo y control de la industria, sin traumas ni tropiezos que hubieran podido afectar su continuidad y eficiencia.

La siguiente síntesis de importantes disposiciones de los gobiernos venezolanos muestra cómo, poco a poco, se fue estructurando el control de las operaciones petroleras por parte de la Nación:

• Hasta 1930 ninguna de las leyes sobre materia petrolera contemplaba los aspectos generales de vigilancia, control y fiscalización de las operaciones, pero el 8 de agosto de 1930 (Gaceta Extraordinaria) se publicó el Reglamento de la Ley sobre Hidrocarburos y demás Minerales Combustibles.

• Enseguida, siguiendo las pautas del Reglamento de 1930, el Ministerio de Fomento creó la Oficina Técnica de Hidrocarburos, para vigilar, controlar y fiscalizar directamente los aspectos operacionales de la industria: concesiones, exploración, perforación, desarrollo de los yacimientos, manejo de la producción, exportaciones de crudos y productos, etc.

• Luego fueron designados los primeros funcionarios que iniciaron el Servicio:

Inspector técnico de Hidrocarburos en Caracas: Doctor Guillermo Zuloaga (después de su actuación en Maracaibo fue el primero en ser nombrado inspector general).

Jurisdicción Maracaibo:
Inspector técnico: doctor Guillermo Zuloaga
Inspectores de campo:
Cabimas: C.A. Velutini
Lagunillas: doctor Carlos Pérez de la Cova
Mene Grande: doctor Gustavo Gabaldón
Concepción/La Paz: Alberto Salas
El Cubo: José R. Velasco



Fig. 12-32. Guillermo Zuloaga († 03-02-1984, Caracas).



Fig. 12-33. En 1929, en Guayana, realizando estudios geológicos. Además del cocinero, el chofer y el ayudante de campamento, aparecen el doctor Carlos Pérez de la Cova († 12-12-1996, Washington D.C.), el estudiante Guillermo Zuloaga y W.H. Newhouse, profesor del Instituto Tecnológico de Massachusetts.

Jurisdicción Coro:

Inspector técnico: doctor Eneas Iturbe
Inspectores de campo:
Mene Mauroa: doctor José Martorano
Mene de Acosta: doctor Virgilio Penso de León

Jurisdicción Maturín:

Inspector técnico: doctor Pablo H. Carranza (médico e ingeniero)
Inspector de campo: agrim. J.M. Isava Núñez

• En julio de 1930, el Ministerio de Fomento inició el Programa (que luego fue auspiciado y ampliado por la industria) de Capacitación de Recursos Humanos, a niveles profesionales, requeridos por la industria, y envió a los Estados Unidos un grupo de ingenieros civiles, egresados de la Universidad Central, a estudiar ingeniería de petróleos. A la Universidad de Oklahoma, Norman, Oklahoma, fueron José Antonio Delgado Figueredo, Edmundo Luongo y Abel Monsalve. A la Universidad de Tulsa, Tulsa, Oklahoma, Jorge Hernández Guzmán, Manuel Guadalajara y Siro Vásquez. Todos regresaron en 1933 y fueron ellos los primeros ingenieros de petróleos del país.

Las cuatro acciones anteriores fueron fundamentales y marcaron el inicio de una estructura y organización técnica petrolera general que, con el tiempo, se desarrolló y cumplió una labor gubernamental seria y eficaz, admirada y respetada por las empresas petroleras y tomada como ejemplo por varios países exportadores de petróleo para establecer o mejorar sus servicios de control y fiscalización. El gran iniciador y promotor de estos adelantos fue el doctor Gumersindo Torres, quien en las oportunidades en que le tocó actuar como ministro de Fomento (07-09-1917 al 22-06-1922 y 16-09-1929 al 12-07-1931) no desmayó en darle al país sus mejores conocimientos y esfuerzos.

A medida que creció y se desarrolló la industria petrolera venezolana, y el país fue to-



Fig. 12-34. Siro Vásquez († 17-02-1990, Nueva York).



Fig. 12-35. Gumersindo Torres († 17-06-1947, Caracas).



Fig. 12-36. Explotación petrolera en el lago de Maracaibo, 1949.

mando conciencia de la importancia del petróleo y de la industria, los gobiernos promulgaron acciones enmarcadas dentro de las leyes para salvaguardar los derechos de la Nación, sin menoscabar los derechos de las concesionarias. De tal suerte que hoy la industria petrolera venezolana sigue siendo merecedora de la confianza y del respeto de la industria petrolera internacional. Ese es un elogio bien ganado y bien cuidado por todos los petroleros venezolanos. Veamos:

1936

• Se estableció en el Ministerio de Fomento el Departamento de Consultoría de Minas y Geología; su primer director fue el doctor Santiago Aguerrevere.
• Se promulgó la Ley del Trabajo.
• Se promulgó la Ley sobre Contaminación de las Aguas por Derrames de Petróleo.

1939

• Se creó el Banco Central.

1942

• Se promulgó la Ley del Impuesto sobre la Renta.

1943

• Se promulgó la Ley de Hidrocarburos. Con esta Ley se dio un paso trascendental que permitió convertir, consolidar y manejar mediante este instrumento legal único todas las concesiones otorgadas anteriormente bajo el amparo de leyes de minas y/o hidrocarburos promulgadas en diferentes años. Además, la Ley abarca todos los aspectos de las operaciones petroleras, como nunca se había hecho.
• Se aprobó el Reglamento Orgánico de la Oficina Técnica de Hidrocarburos.

1945

• El Congreso aprobó la nueva Ley del Impuesto sobre la Renta, por la cual se estipuló la participación nación/industria petrolera en 50/50 % en las ganancias de la industria.

1950

• Se creó el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Gaceta Oficial N° 23.418, y todo lo que sobre la materia manejó hasta entonces el Ministerio de Fomento pasó a este nuevo despacho del Ejecutivo Nacional. El primer ministro de Minas e Hidrocarburos fue el doctor Santiago Vera Izquierdo.

1951

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos aplicó nuevas fórmulas para determinar el valor de los crudos venezolanos a los fines de pagos de regalía.



Fig. 12-37. Santiago Vera Izquierdo.

1952

• Se estableció la Comisión Interministerial (Ministerio de Hacienda/Ministerio de Minas e Hidrocarburos) para aplicación de la Ley de Impuesto sobre la Renta.

1953

• Se creó el Instituto Venezolano de Petroquímica adscrito al Ministerio de Minas e Hidrocarburos.
• Venezuela fue aceptada como miembro asociado del Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Oklahoma. Organización voluntaria formada por los Estados de la Unión, productores de gas y/o petróleo, dedicados a la conservación de hidrocarburos. Dicha asociación está autorizada por el Artículo Primero, Sección 10, de la Constitución de los Estados Unidos de Norteamérica y ratificada por decreto del Congreso.
• Se establecieron regulaciones para el precio y el transporte del gas.

1955

• Se enmendó la Ley del Impuesto sobre la Renta.

1956

• Se decretaron las regulaciones sobre tarifas para la navegación por el canal y aguas del lago de Maracaibo.

1957

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos asignó al Instituto Venezolano de Petroquímica una red de transmisión de gas.

1958

• Se enmendó la Ley del Impuesto sobre la Renta.
• Los ministerios de Hacienda y Minas e Hidrocarburos estudiaron aspectos concernientes a la industria petrolera en relación a la refinación y transporte de hidrocarburos.

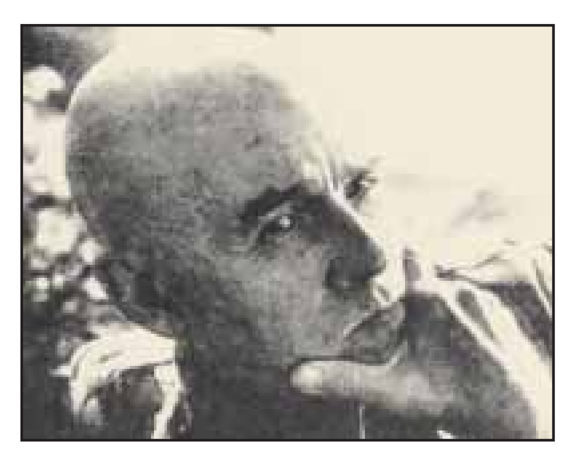


Fig. 12-38. Juan Pablo Pérez Alfonzo († 03-09-1979, Georgetown, Estados Unidos).

• Se introdujeron cambios en la Ley del Impuesto sobre la Renta.

1959

• El ministro de Minas e Hidrocarburos, doctor Juan Pablo Pérez Alfonzo, expuso ante la Cámara de Diputados los alcances de la nueva política petrolera nacional.
• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos designó una comisión para planificar la formación de técnicos petroleros.
• Por ley se estableció el Instituto Nacional de Cooperación Educativa (INCE).
• Se establece el Consejo Nacional de Energía.
• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos, por oficio circular 3.825 del 3-12-1959, hizo compulsiva la unificación de yacimientos petrolíferos producidos por más de un concesionario.

1960

• Por decreto N° 260 del 19 de abril, aparecido en la Gaceta Oficial N° 26.234, del 22 de abril, se creó la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP). Su primer director general fue el ingeniero de petróleos doctor Carlos Rojas Dávila.
• En Bagdad se estableció la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y los miembros fundadores fueron Irak, Irán, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela.

1961

• Se enmendó la Ley del Impuesto sobre la Renta.
• La red de gasductos y sus dependencias afines fueron transferidas del Instituto Venezolano de Petroquímica a la CVP.
• Se enmendó la Ley del Impuesto sobre la Renta.
• Se asignó a la CVP la red nacional de gasductos.
• Se aprobó la ley que corrobora la ley aprobada en Ginebra, en 1950, sobre la Plataforma Marina Continental.

1964

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos anunció que las empresas concesionarias de hidrocarburos no serán autorizadas para abrir nuevas estaciones de servicio.
• La refinería de Morón (IVP) fue traspasada a la CVP.
• Por decreto N° 187 del 3-11-1964, emanado de la Presidencia de la República, se inició una nueva regulación sobre la distribución de productos del petróleo en el mercado nacional. A la CVP le correspondió un tercio del mercado nacional para 1968.

1965

• Se establecieron en Lima los fundamentos para la creación de la organización ARPEL (Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana); la CVP es miembro fundador.
• Por oficio 3.299 del 30 de diciembre, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos notificó a las empresas concesionarias que a partir del 1° de enero de 1966 no se darán descuentos en exceso de 10 % por debajo del precio de lista del combustóleo residual para la exportación.

1966

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos notificó a las empresas concesionarias que, efectivo el 1° de abril, el descuento máximo permisible según el precio de lista para el combustóleo (fuel oil) será 15 %.
• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos resolvió y notificó a las empresas concesionarias ceder a la CVP, antes de fin de año, un número suficiente de expendios que represente como mínimo 10 % de las ventas de gasolina de 1964 en el mercado nacional.
• La Oficina Técnica de Hidrocarburos (MMH) aprobó definiciones y regulaciones para el estimado de las reservas petrolíferas.
• Se aprobaron enmiendas a la Ley del Impuesto sobre la Renta.

1967

• El Congreso Nacional aprobó enmienda a la Ley de Hidrocarburos de 1943. Los contratos de servicio pueden ser negociados por el MMH o la CVP, siempre y cuando los términos de negociación resulten más beneficiosos para la Nación que los que cubren a las concesiones existentes.
• La Corte Suprema de Justicia de Venezuela evacuó su decisión en apoyo a la versión del Ministerio de Minas e Hidrocarburos de que las empresas concesionarias están obligadas a presentar toda la información que el Ministerio considere necesaria para asegurar el cabal conocimiento de las operaciones petroleras en el país.

1968

• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos creó por resolución N° 1.276 del 9 de octubre, la Comisión Técnica de Estadística Petrolera.

1971

• Resolución de los ministerios de Hacienda y de Minas e Hidrocarburos (8 de marzo) estableció los valores mínimos F.O.B. Puerto Venezolano de Embarque, para los tipos de hidrocarburos y sus derivados exportados hasta el 31 de diciembre de 1971.

• Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos, 30 de julio de 1971.
• Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural, 26 de agosto de 1971.
• Decreto N° 832, del 17 de diciembre, por el cual se dispuso que los concesionarios de hidrocarburos estaban obligados a mantener en explotación sus concesiones conforme a las disposiciones sobre conservación que señale el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

1972

• La Ley del 10 de agosto de 1972 creó la Dirección de Bienes Afectos a Reversión en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

1973

• Resolución del Ministerio de Minas e Hidrocarburos dictó las normas del Registro de Estaciones de Servicio y demás Establecimientos de Expendio de Productos Derivados para la fecha de promulgación de la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos.
• Ley (del 21 de junio de 1973) que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos.
• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos avisó oficialmente sobre las “Normas que Regulan el Registro de Exportadores de Hidrocarburos y sus Derivados”.

1974

• Por resolución N° 147, del 28 de enero, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos dispuso que cada concesionario y la CVP comiencen la formación de sendos “Bancos de Datos de Pozos”, según detalles.
• Por decreto del 10 de marzo se creó una Comisión General, integrada por entes gubernamentales y por entes representativos de la vida nacional, para estudiar la reversión de las concesiones petroleras.

1975

• Por resolución N° 1.217 del 9 de mayo, el MMH creó, en la Dirección General, la Oficina de Asuntos Internacionales.
• Se produjo el Reglamento N° 1 de la La Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos.
• Por decreto N° 1.123 del 30 de agosto de 1975 se creó la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A.
• Por decreto N° 1.124 del 30 de agosto de 1975 se designó (Gaceta N° 1.770 extraordinaria) el primer directorio de Petróleos de Venezuela S.A. integrado así:
Presidente: general (r) Rafael Alfonzo Ravard.
Vicepresidente: doctor Julio César Arreaza
Directores: doctores José Domingo Casanova, Edgard Leal, Julio Sosa Rodríguez, Carlos Guillermo Rangel, Alirio Parra, Benito Raúl Losada y señor Manuel Peñalver.
Suplentes: doctores José Martorano, Luis Plaz Bruzual, Gustavo Coronel y señor Raúl Henríquez Estrella.
• El decreto N° 1.129 del 8 de septiembre de 1975 designó los integrantes de la Comisión Supervisora de la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos: doctores José Martorano, Luis Plaz Bruzual, Arévalo Guzmán Reyes, Humberto Calderón Berti, Francisco Gutiérrez, Juan Jones Parra, Ricardo Corrie y señores Ismael Ordaz y Antonio Machado.



Fig. 12-39. General (r) Rafael Alfonzo Ravard.

• Acuerdo del 16 de diciembre de 1975, por el cual se aprobaron las actas de avenimiento suscritas por el procurador general de la República en representación de la Nación venezolana y las empresas concesionarias de hidrocarburos.
• Por decreto N° 1.367 del 26 de diciembre, el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Hacienda, entregó a las concesionarias, el 1° de enero de 1976, un certificado intransferible que acredita su derecho al crédito correspondiente a las indemnizaciones que adeuda la República de Venezuela a las concesionarias de hidrocarburos y empresas participantes.
• El 31 de diciembre de 1975 (a las 24:00 horas) terminó el régimen de concesiones y la actuación de las empresas petroleras extranjeras en el país. Comenzó una nueva etapa. La Nación indemnizó a las concesionarias las siguientes sumas, por sus activos fijos:

Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos.
• El 26 de enero de 1976, el INCE y las filiales de PDVSA acordaron la creación del Instituto de Adiestramiento Petrolero y Petroquímico (INAPET).
• Por resolución N° 631 del 10 de mayo de 1976, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos dictó las normas que regirán las verificaciones y exámenes de la existencia física, inspección del estado de conservación y mantenimiento y recepción de las propiedades, plantas y equipos de la industria petrolera nacionalizada.
• Se completó el estudio para que el resto de las ex concesionarias sean coordinadas por las nuevas empresas Lagoven, Meneven, Maraven, Llanoven y Corpoven, filiales y operadoras de PDVSA. El grupo de operadoras quedó reducido a cinco.

Tabla 12-9. Indemnización a las ex concesionarias

Empresas	Efectivo	Bonos	Total
Concesionarias	479.833.329	3.772.918.658	4.252.801.987
Otras empresas (1)	13.251.794	81.876.571	95.128.365
Total Bs.	**493.135.123**	**3.854.795.229**	**4.347.930.352**

(1) Empresas con contratos de operación mancomunados o de participación.

1976

• Decreto N° 1.375 del 1° de enero de 1976 creó el Centro de Capacitación Petrolera para Adiestramiento de las Fuerzas Armadas Nacionales, Bachaquero, estado Zulia.
• Decreto N° 1.387 del 1° de enero reformó el nombre, objeto y la organización de la Fundación para la Investigación en Hidrocarburos y Petroquímica (INVEPET), y creó el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP).
• Gaceta Oficial (número extraordinario 1.790, enero 2, 1976). Resoluciones por las cuales el Ejecutivo Nacional asignó áreas geográficas en las cuales operaban las empresas estatales sustituyentes de las concesionarias de hidrocarburos, y les transfirió los bienes recibidos por la República, conforme a la Ley Orgánica que

• PDVSA estableció filiales en el exterior: Petróleos de Venezuela (UK), en el Reino Unido, en Londres, y Petróleos de Venezuela (USA), en Nueva York.
• Siguiendo la disposición de amalgamar las empresas ex concesionarias, **Lagoven** absorbió a Amoven; **Maraven** a Roqueven; **Corpoven** a Boscanven y **Meneven** a Bariven, Taloven y Vistaven.

1977

• El Gobierno Nacional asignó a PDVSA la responsabilidad de la totalidad de las operaciones en la Faja del Orinoco, que cubre parte de Delta Amacuro, Monagas, Anzoátegui y Guárico.

• Se promulgó el Reglamento Orgánico del Ministerio de Energía y Minas.
• El Ministerio de Minas e Hidrocarburos se convirtió en Ministerio de Energía y Minas.
• La Contraloría General de la República estableció en PDVSA la Oficina de Control Externo.
• PDVSA asignó a Lagoven y a otras filiales estaciones de servicio de la CVP que doce años antes habían sido traspasadas a ésta, según el decreto N° 187.
• Se promulgó la Ley de Conversión del IVP en Sociedad Anónima.
• Prosiguió el programa de racionalización de las empresas operadoras y filiales de PDVSA, Bariven pasa a **Llanoven**.
• Por decreto presidencial N° 2.454, el IVP se convirtió el 1° de diciembre en la sociedad anónima mercantil Petroquímica de Venezuela S.A., Pequiven, filial de Petróleos de Venezuela S.A., PDVSA.

1978

• El capital social suscrito de PDVSA fue aumentado por dos asambleas extraordinarias, primero a Bs. 15.981 millones y luego a Bs. 18.606 millones.
• PDVSA asignó áreas geográficas para operaciones en la Faja del Orinoco a sus filiales Lagoven, Meneven, Maraven, Corpoven y Llanoven.
• Las filiales de PDVSA comenzaron a explorar costafuera en la plataforma continental. Lagoven en las bocas del Orinoco y Maraven en el golfo Triste.

1979

• Siguiendo su programa de racionalización de las operadoras, las 14 ex concesionarias operadoras originales, fueron finalmente integradas en las cuatro filiales operadoras de PDVSA, a saber: Corpoven, Lagoven, Maraven y Meneven.
• El Centro de Investigación y Desarrollo, Intevep S.A. se convirtió en sociedad anónima y pasó íntegramente a ser otra filial de PDVSA.
• Por decreto presidencial N° 250 se modificaron los estatutos de PDVSA. El número de directores se aumentó a nueve y el término de su mandato se redujo a dos años.

1980

• La asamblea de PDVSA aprobó aumentar el capital social de la empresa a Bs. 25.100 millones.
• Por primera vez, directores de una filial de PDVSA pasan a otra, de Maraven a Meneven.
• Las operadoras, filiales de PDVSA, suscribieron convenios revisados de asistencia técnica con Exxon, Gulf y Shell, y contratos, por primera vez, con British Petroleum y la Cie Francaise des Petroles.
• PDVSA convirtió a Bariven en la filial que se encargará del suministro de equipos y materiales que deban ser obtenidos en el exterior.
• PDVSA y la Veba Oel de la República Federal de Alemania acordaron un programa de cooperación técnica y comercial.
* El activo circulante de PDVSA en moneda extranjera era superior a $(USA) 10.000 millones.

1981

• La asamblea de PDVSA aumentó el capital suscrito de la empresa a Bs. 31.150 millones.
• PDVSA modificó los estatutos de Pequiven.

1982

• PDVSA anunció que el petróleo en sitio en la Faja del Orinoco, se estima en 160.000 millones de metros cúbicos (1.006.289 millones de barriles).
• La asamblea de PDVSA aprobó aumentar el capital de la empresa a Bs. 42.500 millones.
• PDVSA redujo en más de $(USA) 400 millones las inversiones programadas para la Faja del Orinoco.
• La producción petrolera de Venezuela se ajustó a la cuota asignada por la OPEP, aproximadamente 1,5 millones de barriles diarios.

• El ministro de Hacienda convino con el Banco Central la centralización de las reservas monetarias internacionales del país, y esto significó una acción que modificó severamente el principio de autosuficiencia financiera de PDVSA y sus filiales.
• PDVSA y el Banco Central acordaron los términos operativos para el uso y transferencia de divisas extranjeras.
• PDVSA, en cuarenta días, entregó al Banco Central $(USA) 1.000 millones.
• El Ejecutivo Nacional decidió disminuir los valores de exportación, para aumentar la liquidez de PDVSA.
• El directorio de PDVSA aprobó la firma del convenio con la Veba Oel, de la República Federal de Alemania.
• Se presentó al Congreso Nacional el proyecto de ley mediante el cual el Ejecutivo Nacional autorizaría la participación de PDVSA en la empresa Latin Oil, que estaría formada por ésta, Pemex y Petrobras.
• Mediante asamblea extraordinaria de PDVSA, el Ejecutivo Nacional determinó que parte de la cuenta que la empresa tenía en bolívares con el Banco Central se destine a la adquisición de la deuda pública y se constituya un fideicomiso de Bs. 7.500 millones.
• Los pagos de PDVSA a empresas extranjeras por asistencia técnica sumaron Bs. 228 millones.
• El patrimonio de PDVSA fue de Bs. 82.762 millones.

1983

• En la asamblea de PDVSA, del 1° de septiembre fue designado presidente de la empresa el ingeniero Humberto Calderón Berti, quien desde marzo de 1979 se desempeñaba como ministro de Energía y Minas. Sustituyó al general (r) Rafael Alfonzo Ravard, quien fue presidente desde el mismo día de la nacionalización de la industria, 1-1-1976.
• Por primera vez, desde su fundación (1953), el IVP, luego Pequiven (1977), filial de PDVSA, mostró ganancias en sus operaciones, Bs. 27,4 millones. Se estimó que para el año siguiente sus ganancias serían muy superiores, 30 veces más por lo menos. En 1977 tenía un saldo rojo de Bs. 605 millones.



Fig. 12-40. Humberto Calderón Berti.

1984

• El 8 de febrero, por decisión de la asamblea de accionistas de PDVSA, se nombró al geólogo Brígido Natera presidente de la empresa. Hasta esa fecha se desempeñaba como presidente de Lagoven S.A.
• Durante el primer trimestre del año, la producción de crudos de las filiales de PDVSA se mantuvo en 1.715 MBD y durante el segundo trimestre en 1.717 MBD. La cuota asignada por la OPEP es de 1.675 MBD.
• PDVSA convirtió a Amoven en la filial Interven Venezuela para coordinar, administrar y con-



Fig. 12-41. Brígido Natera († 17-10-1989, Caracas).

trolar los convenios de internacionalización firmados en Europa y Estados Unidos.

1985

• Petróleos de Venezuela S.A. recibió a Carbozulia como filial.
• Se revisaron los estatutos de PDVSA para permitir la explotación de cualquier materia energética fósil, tal como el carbón del Guasare y la carboquímica.
• Petróleos de Venezuela tomó en arrendamiento la refinería de Curazao, y la operará a través de su filial Refinería Isla.

1986

• Intevep recibió en Estados Unidos la primera patente del proceso HDH™ (hidrocraqueo-destilación-hidrotratamiento), para procesamiento y mejoramiento de petróleo crudo pesado y alto contenido de metales y asfalteno.
• Petróleos de Venezuela integró Meneven a Corpoven. Ahora son tres las filiales operadoras: Corpoven, Lagoven y Maraven.
• El 2 de diciembre de 1986, el geólogo Juan Chacín Guzmán fue nombrado presidente de Petróleos de Venezuela S.A. en sustitución del geólogo Brígido Natera, quien al cumplir treinta y cinco años de servicios en la industria se acogió a la jubilación.

1987

• Petróleos de Venezuela y la Academia Nacional de la Historia convinieron en un programa para la recuperación y conservación de documentos históricos.
• Petróleos de Venezuela (UK), ubicada en Londres, se transformó en Petróleos de Venezuela (Europa).

1988

• Petróleos de Venezuela encomendó a Corpoven el desarrollo del proyecto GNV (gas natural para vehículos) para promover el uso y la venta del gas natural.



Fig. 12-42. Juan Chacín Guzmán.

• El nuevo combustible Orimulsión™, patente de Intevep, será comercializado a escala mundial y está fuera de las cuotas de producción de la OPEP. Se hicieron pruebas piloto satisfactorias en Japón.
• Petróleos de Venezuela creó su filial Bitúmenes del Orinoco (BITOR) para comercializar el combustible Orimulsión™.
• Petróleos de Venezuela constituyó la empresa Guasare Coal International.

1989

• Las exportaciones de carbón del Guasare, estado Zulia, por Carbozulia, en el primer año de operaciones, sumaron 1.500.000 toneladas.

1990

• El 26 de febrero fue nombrado Andrés Sosa Pietri presidente de Petróleos de Venezuela, en sustitución de Juan Chacín Guzmán, quien después de treinta y cinco años de servicios en la industria se acogió a la jubilación.
• Petróleos de Venezuela, cumpliendo solicitud del Ministerio de Energía y Minas, dispuso reactivar los campos marginales mediante convenios operativos con empresas privadas.
• Petróleos de Venezuela organizó la nueva filial PDV Marina para manejar todo lo concerniente a la flota petrolera y las operaciones marítimas nacionales y extranjeras de toda la corporación.



Fig. 12-43. Andrés Sosa Pietri.

1991

• Corpoven abrió en Maracaibo, estado Zulia, el primer centro privado de gas natural para vehículos.

• Petróleos de Venezuela constituyó PDV Europa, con sede en La Haya, Holanda, para administrar, controlar y coordinar sus actividades mancomunadas y nuevas asociaciones del negocio petrolero en Europa.

• Pequiven constituyó la compañía mixta Supermetanol, mancomunadamente con Ecofuel, Methanol Holdings y otros, cuyas plantas con capacidad de 690.000 toneladas de metanol al año están ubicadas en el complejo de Jose, estado Anzoátegui.

1992

• Guasare Coal International pertenece íntegramente a Carbozulia.

• Pequiven, el Grupo Zuliano y Dow Chemical crearon la empresa Estirenos del Lago (Estilago) para producir 150.000 toneladas al año de monómero de estireno en el complejo El Tablazo, estado Zulia.

• Pequiven, Mitsubishi Corporation, Mitsubishi Gas Chemical et al. constituyeron la empresa mixta Metanoles de Oriente (Metor) para producir 73.000 toneladas al año de metanol en el complejo de Jose, estado Anzoátegui.

• El 30 de marzo, Gustavo Roosen fue nombrado presidente de Petróleos de Venezuela.

• El número de patentes a nombre de Intevep ya pasa de 300.

1993

• Lagoven, Exxon, Mitsubishi y Shell se asociaron para llevar a cabo el proyecto “Cristóbal Colón” con el propósito de desarrollar los gigantes yacimientos de gas en el área de Patao, costafuera de la península de Paria, cuenca geológica de Margarita.

• Se promulgó la Ley sobre la Eliminación Gradual de los Valores Fiscales de Exportación para efectos del Impuesto sobre la Renta. Esta eliminación de impuestos favorece a la industria, cuyos pagos adicionales de impuesto por crudos y productos exportados se comenzaron a aplicar en marzo de 1971.

• Citgo cerró el año con un incremento de 7 % en sus ventas de gasolina automotor en el mercado estadounidense a través de sus estaciones de servicio, lo cual representa 95 millones de litros diarios.

1994

• Petróleos de Venezuela fue ubicada entre las primeras y más importantes corporaciones petroleras del mundo. Opera mediante 13 empresas en el país y nueve en el exterior, en Estados Unidos, Alemania, Suecia, Reino Unido, Curazao, Bonaire y Bahamas.

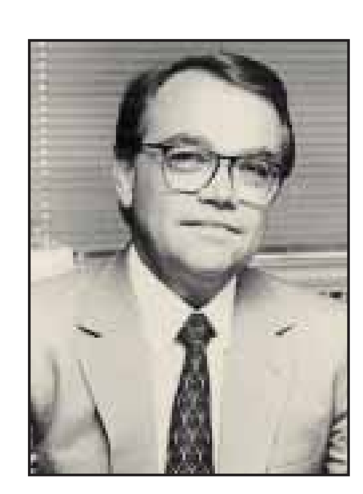


Fig. 12-44. Gustavo Roosen.

• El ingeniero de petróleos Luis E. Giusti, de larga actuación técnica, administrativa y directiva en la industria, fue designado presidente de Petróleos de Venezuela.
• Durante el año, PDVSA produjo 2.617.400 b/d de crudos y sus reservas remanentes sumaron 64.877 millones de barriles. El crudo procesado en el país fue 937.701 b/d.
• Las exportaciones directas sumaron: 1.692.901 b/d de crudos y 635.131 b/d de productos. Las exportaciones de hidrocarburos representaron Bs. 1.639.492 millones, igual a 72,34 % de las exportaciones del país. El aporte de la corporación al Fisco fue de 787.000 millones de bolívares y la ganancia de la empresa después de pagar todas las regalías e impuestos fue de Bs. 359.000 millones.
• Los programas de apertura de la industria venezolana de los hidrocarburos para atraer la participación del inversionista nacional y/o extranjero siguieron adelantándose en su conceptualización y estructura.

1995

• Petróleos de Venezuela S.A. cumplió veinte años de fundada y de actividades empresariales de gran magnitud con mucho éxito en el país y en el exterior. La corporación aportó al Fisco 1 billón 140 mil 375 millones de bolívares y la ganancia neta consolidada fue de 510 mil 222 millones de bolívares.



Fig. 12-45. Luis E. Giusti.

• Se consolidó la estrategia de apertura a la participación del capital privado para robustecer el crecimiento del sector petrolero nacional.
• Se firmaron 14 convenios operativos que aportaron a la empresa 29 millones de barriles de crudo en el año.
• Se firmó, además, un convenio operativo para desarrollar actividades de producción en el campo Boscán, estado Zulia, con Chevron, con el fin de incrementar la producción de crudo pesado de 80.000 a 115.000 b/d, lo cual deriva también en convenios para suministrar crudo a dos refinerías estadounidenses y penetración del mercado en la costa occidental de Estados Unidos.
• Las filiales operadoras de PDVSA continuaron desarrollando asociaciones estratégicas técnicas para mejorar crudos pesados/extrapesados y aumentar la producción entre 400.000 y 500.000 b/d para la próxima década. Se concretan los siguientes convenios: Maraven-Conoco y Maraven-Total-Statoil-Norsk Hydro.
• El Congreso de la República aprobó el esquema de exploración a riesgo de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo la figura de ganancias compartidas. El proceso atrajo el interés de 88 empresas, de las cuales fueron precalificadas 75, de acuerdo con normas técnicas y financieras establecidas por PDVSA.

1996

• Durante los días lunes a viernes, correspondientes al 22 y 26 de enero, inclusives, y el lunes 29 de enero, Petróleos de Venezuela S.A., a través de su filial Corporación Venezolana del Petróleo S.A., condujo el proceso de licitación para los Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de Nuevas Areas y la Producción de Hidrocarburos bajo el Esquema de Ganancias Compartidas.
• El 27 de marzo, el ingeniero Luis E. Giusti fue ratificado en el cargo de presidente de PDVSA que venía ejerciendo desde marzo 1994.

• El 19 de junio, la Comisión Bicameral de Energía y Minas del Congreso de la República de Venezuela, dictó acuerdo de aprobación para que se celebren los Convenios de Apertura Petrolera, según los resultados de la licitación realizada por PDVSA, los días 22 y 26 de enero inclusives, y el 29 de enero, en el Hotel Tamanaco, Caracas, antes mencionados, a través de su filial CVP, como sigue:
Area La Ceiba, estado Zulia, CVP y el Consorcio compuesto por Mobil Venezolana de Petróleo Inc., Veba Oel A.G. y Nippon Oil Exploration USA Limited; **Area Golfo de Paria Oeste**: CVP con Dupont Conoco; **Area de Guanare**: CVP con Elf Aquitaine y Dupont Conoco; **Area Golfo de Paria Este**: CVP con Enron Oil & Gas e Inelectra S.A.; **Area Guarapiche**: CVP con British Petroleum, Amoco Production Company y Maxus Energy Corporation; **Area San Carlos**: CVP con Pérez Companc S.A.; **Area Punta Pescador**: CVP con Amoco Production Company; y **Area Delta Centro**: CVP con The Louisiana Land & Exploration Company, Norcen Energy Resources Limited y Benton Oil & Gas Company.
• Se concretaron otros proyectos de asociación estratégica: Lagoven-Mobil-Veba Oel. Corpoven-Arco-Phillips-Texaco.

Recursos humanos, tecnología y operaciones

La industria petrolera, no obstante la diversidad mundial de sus operaciones básicas (exploración, perforación, producción, transporte, refinación, petroquímica, mercadeo y comercialización), tiene la peculiaridad de ser empleadora de poca gente. En realidad, relativamente utiliza poca gente pero gente calificada debido al alto grado tecnológico de todas las operaciones. Sin embargo, la modalidad misma de las operaciones hace que en tiempos de auge se requiera aumentar temporalmente el personal para atender programas de expansión en exploración y perforación, ampliación y/o construcción de instalaciones de producción, refinación, transporte o mercadeo. Esto sucede frecuentemente en varios países, regiones o a escala general mundial.

Lo que sí es muy cierto es que la industria petrolera utiliza intensamente mucho capital para la adquisición de equipos, herramientas, materiales y servicios afines, los cuales, mayoritariamente, son suplidos por empresas especializadas que forman parte del apoyo tecnológico requerido por la industria.

Por tanto, la continuidad y la eficacia de las operaciones de cualquier empresa petrolera depende del recurso más importante: su gente.

De allí que al correr del tiempo, la industria petrolera, y cada empresa de acuerdo a sus propios requerimientos, haya desarrollado y mantenga en continua evolución programas de desarrollo de personal para asegurar la capacidad y competencia de sus empleados a todos los niveles. Cada cargo en toda la organización requiere por norma ser desempeñado por la persona que llene el grado de conocimientos y experiencias requeridos. Pues, sólo así se puede garantizar la perpetuidad de la eficacia y buenos resultados de todas las operaciones de la empresa.

En Venezuela, el desarrollo de los recursos humanos requeridos por la industria comenzó formando gente en el trabajo mismo (1900-1930) y después la industria fomentó talleres-escuelas para capacitar personal en mecánica, soldadura, electricidad, buceo y otras especialidades artesanales. En 1930, como se mencionó antes, se formalizó en el país la preparación del personal técnico petrolero al enviar el Ministerio de Fomento a Estados Unidos el primer grupo de ingenieros civiles a especializarse en petróleo. Este esfuerzo fue secundado inmediatamente por la industria y desde entonces ha existido un programa de capacita-

ción de recursos humanos venezolanos en materia petrolera en el exterior y luego en el país. Pero mucho antes, en el país se habían concretado esfuerzos para lograr avances en las ciencias y la tecnología. Desafortunadamente, estos esfuerzos primigenios no se expandieron con la celeridad y constancia deseadas durante muchos años. Veamos:

1721

• Por la Real Cédula del 22 de diciembre se creó la Universidad de Caracas. Se enseñó Teología, Retórica, Elocuencia, Música, Filosofía y Artes.

1760

• El coronel don Nicolás de Castro inició la Escuela de Matemáticas para Oficiales.

1810

• La Junta Suprema, al asumir el poder el 25 de abril, creó la Academia Militar de Matemáticas.

1827

• El Libertador decretó la reorganización de la Universidad de Caracas y el 1° de septiembre el maestro José Rafael Acevedo dictó en ella la primera cátedra de Matemáticas.

1830/1831

• Se creó la Academia de Matemáticas, de acuerdo al plan de estudios formulado por el matemático don Juan Manuel Cajigal.

1860

• Se reorganizaron los estudios de la Academia de Matemáticas y se incluyeron materias relacionadas con la Geología.

1861

• Se instaló el Colegio de Ingenieros de Venezuela el 28 de octubre. Fue creado por decreto del 24 de octubre de 1860. Su primer presidente fue el general de ingenieros Juan José Aguerrevere.

1867

• Se fundó en Caracas la Sociedad de Ciencias Físicas y Matemáticas por iniciativa de don Adolf Ernst, quien luego (1874) regentó la cátedra de Historia Natural en la Universidad Central e impartió conocimientos sobre Botánica y Zoología. Organizó la Biblioteca de la Universidad y el Museo Nacional. Por su obra, Alfredo Jahn calificó al profesor Ernst “Libertador Intelectual de Venezuela”.

1892

• El doctor Miguel Emilio Palacio fundó la “Escuela de Minería del Yuruary”, en Guasipati, estado Bolívar, y publicó varios textos de enseñanza: El Minero Ensayador; Gramática Castellana; Geografía Universal; Algebra, Geometría y Trigonometría; Aritmética Comercial y otras materias.

1938

• Se creó el Instituto de Geología, bajo régimen especial, adscrito a los ministerios de Educación y de Fomento.

Fundadores: geofísico Pedro Ignacio Aguerrevere, Colorado School of Mines 1929; geólogo Santiago E. Aguerrevere, Stanford University 1925; ingeniero de minas y geología Víctor M. López, Columbia University 1930, M.I.T., M.Sc. 1936, Ph.D. 1937; ingeniero civil de minas Manuel Tello B., Escuela Nacional de Minas de París 1930; geólogo Guillermo Zuloaga, M.I.T., Ph.D., 1930.

Primera Promoción 1942: Luis Candiales, José Rafael Domínguez, Eduardo J. Guzmán (mexicano), Carlos E. Key, José Mas Vall, Leandro Miranda Ruiz, José Pantín Herrera, Luis Ponte Rodríguez, Ricardo Rey y Lama (peruano), César Rosales, Oswaldo Salamanquez, José Vicente Sarría y Jesús Armando Yanes.





Fig. 12-46. Pedro I. Aguerrevere.



Fig. 12-47. Santiago E. Aguerrevere.

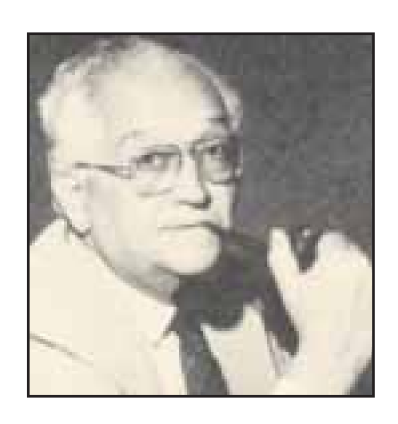


Fig. 12-48. Efraín E. Barberii.

1944

• El 21 de octubre (Gaceta Oficial extraordinaria N° 105) se aprobó la reorganización de los estudios de Ingeniería en la Universidad Central de Venezuela y la Escuela de Ingeniería quedó formada por los Departamentos: (1) Ingeniería Civil y Sanitaria, (2) Geología, Minas y Petróleo, (3) Industrias Mecánicas, y la Escuela de Arquitectura. Los títulos que entonces se conferían eran: Agrimensor, Ingeniero Civil, Ingeniero Hidráulico y Sanitario, Químico Analítico, Ingeniero Mecánico Industrial, Geólogo Ingeniero de Minas, Ingeniero de Petróleos y Arquitecto.

• En septiembre, el Instituto de Geología fue adscrito a la Escuela de Ingeniería de la UCV con el nombre de Departamento de Geología, Minas y Petróleo. Fueron fundadores de los estudios de Ingeniería de Petróleos los ingenieros José Martorano, director del Departamento; Santiago Vera, decano de la Escuela de Ingeniería; Luis Elías Corrales, Siro Vásquez, Julio Sosa Rodríguez y el geólogo don Clemente González de Juana.

• La primera promoción de Ingenieros de Petróleos egresó el 24 de septiembre de 1948 (coincidiendo la fecha con la graduación de la primera promoción de Ingenieros Industriales y de Arquitectos) y la integraron: Pedro Añón Alfaro, Freddy Arocha Castresana, Fernando Delón, Ricardo Flores, Valentín Hernández Acosta, Humberto Peñaloza y Constantino Saade.

1952

• La Universidad del Zulia acordó crear la Escuela de Ingeniería de Petróleos, la cual comenzó sus actividades en 1954 con estudiantes que ya habían aprobado los dos primeros años básicos de ingeniería.

Fundadores: ingenieros Efraín E. Barberii, Gorgias Garriga, Humberto Peñaloza, Michael



Fig. 12-49. Humberto Peñaloza.



Fig. 12-50. Gorgias Garriga (07-11-1989, Caracas).



Fig. 12-51. Michael Pintea.



Fig. 12-52. Primera promoción de ingenieros de petróleos, Universidad del Zulia, 24 de julio de 1957.

Pintea; geólogos César Rosales, Gustavo Santana, Angel Renato Boscán, Alberto Vivas.
Primera Promoción 24 de julio de 1957: Ernesto Agostini, Pedro Díaz, Francisco Guédez, Lindolfo León, Lucio Peralta, Dilcia Ramírez de Vivas, Ulises Ramírez, Arévalo Guzmán Reyes, Pedro Ríos, Mauricio Tedeschi, Edgar Valero y Hugo Vivas.

1958

• Se fundó el 1° de agosto la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos (C.I.V.), Caracas.

1959

• Comenzó en enero la publicación de la revista **Geo** de la Escuela de Geología, Minas y Metalurgia de la Universidad Central de Venezuela, Caracas.

1962

• Se fundó y comenzó sus actividades en Jusepín, estado Monagas, la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Oriente.
Fundadores: ingenieros Oscar Rojas Bocalandro, Ricardo Flores, Armando Azpúrua y Lamberto Franco.
Primera Promoción 1965: Víctor Carvajal, Luis Hernández, Lorenzo Mata, Raúl Márquez, Teobaldo Monasterios, Rigoberto Rincones y Luis Serrano.

1965

• Se fundó, el 26 de marzo, la Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas.
• Comenzó la publicación de la revista de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos (C.I.V.), Caracas.
• Comenzó la publicación del Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos (C.I.V.), Caracas.

Como se podrá apreciar, la formación de los recursos humanos para la industria petrolera arrancó firmemente en el país con la fundación del Instituto de Geología en 1938. La estructura, organización, funcionamiento y dotaciones del Instituto marcaron pautas en el

sistema educativo venezolano. Su ejemplo y resultados merecieron los mejores elogios, tanto del país como de muchos docentes y profesionales extranjeros que lo visitaron y estuvieron relacionados con él. Han pasado los años pero el ejemplo está vigente, y no hay mejores palabras para describirlo que las escritas por los geólogos José H. Pantín H., Carlos E. Key, Virgil D. Winkler, William Schwinn y Guillermo Zuloaga en su trabajo "Reseña de los estudios geológicos sobre Venezuela desde Humboldt hasta el presente, 1877-1972":

"¿Cabe preguntarse si una aplicación efectiva y duradera de algunos de los principios que constituyeron el basamento del Reglamento del Instituto de Geología no podrían solucionar en parte la crisis que hoy confronta nuestra Universidad?".

Hoy el país cuenta con geólogos e ingenieros de casi todas las disciplinas, gracias al pausado pero sostenido adelanto que se le ha dado a la preparación y formación académica de nuestra juventud en nuestros centros docentes. Pero la labor no está completamente realizada ni ajustada a la realidad de las exigencias del país. Nuestra educación y formación de recursos humanos requieren todavía grandes modificaciones y ajustes desde el jardín de infancia hasta la universidad.

La industria petrolera, aquí y en todas partes, reconoció que no era suficiente la formación práctica del personal en el sitio de trabajo. Las experiencias vividas durante e inmediatamente después de la Segunda Guerra Mundial en lo concerniente a los requerimientos de personal hicieron que la industria volcara su atención a la educación empresarial y formación técnica continua de sus empleados. Los adelantos tecnológicos logrados hasta entonces y las perspectivas de mayores logros científicos y tecnológicos futuros tendrán marcada influencia sobre todas las actividades industriales, económicas, comerciales, políticas, sociales y culturales, y la industria petrolera reconoció el reto.

Los grandes recursos de la industria permitieron adelantar aceleradamente en todas las direcciones. Cada empresa comenzó a utilizar como nunca antes sus laboratorios, instalaciones de campo, archivos, bibliotecas, personal propio o contratado para formalizar, fortalecer y darle permanencia y continuidad a la tarea de la formación y desarrollo de los recursos humanos mediante cursos, pasantías y asignaciones especiales.

Hoy, en la industria petrolera es un hecho la importancia y la necesidad del desarrollo y la formación de los recursos humanos para todas las actividades y todas las dependencias de la empresa. La evaluación de la actuación del personal es materia de la mayor atención y prioridad por parte de la Junta Directiva.

En la industria se le da particular atención a los modelos e innovaciones que surgen para complementar o cambiar normas o procedimientos que mejoren y den vigor a la administración de los recursos humanos. La responsabilidad de la orientación, el desarrollo, la formación y la carrera del personal en la industria es hoy una responsabilidad compartida.

Por parte de la empresa existe la necesidad de emplear gente con determinados conocimientos, capacitación y experiencia. Por parte del aspirante o empleado existen las expectativas de hacer carrera, de adquirir más conocimientos, de poseer más capacidad y experiencia y, sobre todo, desarrollar mística para contribuir eficazmente al progreso, a la calidad de la producción y al futuro de la empresa; además, deben sentirse mutuamente satisfechos de la relación empresa/empleado/empresa.

La teoría filosófica del "todo" (**holism**) ideada por Jan C. Smuts, político y mariscal sudafricano (1870-1950), primer ministro en los períodos 1919-1924 y 1939-1948, conduce a que "en la naturaleza, los factores determinan-

tes son un todo (como organismos) irreductible a la suma de sus partes y la evolución del universo es el resultado de la actividad y creación de estos todos” (ref. Webster’s Third New International Dictionary, p. 1.080).

Por tanto, el adjetivo **holístico** se emplea para enfatizar la relación orgánica o funcional entre las partes y el todo.

En el CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, filial de Petróleos de Venezuela, se estudia, aplica y evalúa un novedoso concepto de gerencia de recursos humanos, cuya dinámica se expresa en el siguiente flujograma (Figura 12-53).

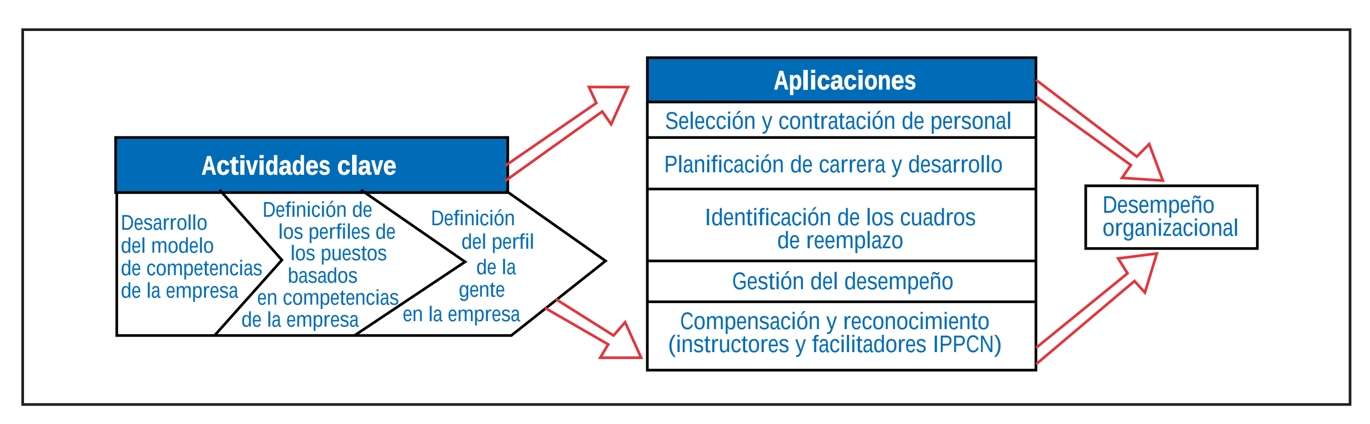


Fig. 12-53. Sistema Holístico de Recursos Humanos, CIED.

La creación del CIED

El Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) fue creado el 7 de diciembre de 1995 y surge de las experiencias de las ex concesionarias (1914-1975) y de PDVSA y sus filiales, a través del INAPET (1976-1983) y del CEPET (1983-1994), como respuesta de la industria petrolera venezolana nacional e internacional a los retos presentes y del siglo XXI en aspectos de recursos humanos. Su misión ha sido enunciada en los siguientes términos:

“Educar, adiestrar y desarrollar los recursos humanos de Petróleos de Venezuela, sus empresas y sector conexo, atendiendo a criterios de excelencia y rentabilidad para potenciar la ejecución del Plan de Negocios y la competitividad de la industria”.

La organización y programación de actividades de este Centro son únicas en el país. La máxima dirección la ejerce el Consejo Directivo, integrado por el presidente de Petróleos de Venezuela, quien lo preside, acompañado de personal directivo (6) de las ramas operativas de la Corporación, del presidente del CIED y del director laboral del CIED.

La Junta Directiva, cuyas funciones son la administración legal y operativa del CIED, está formada por el presidente del Centro, quien la preside, y tres directores de Institutos y un cuarto director responsable por las actividades de planificación y apoyo corporativo requeridos por los planes y programas en ejecución. La Junta Directiva la designa el directorio de Petróleos de Venezuela.

Las actividades de educación, formación, adiestramiento y desarrollo las realizan los Institutos en las siguientes áreas:

- Instituto de Formación Industrial
  - Exploración
  - Perforación
  - Producción
  - Refinación
  - Petroquímica
  - Construcción y Mantenimiento

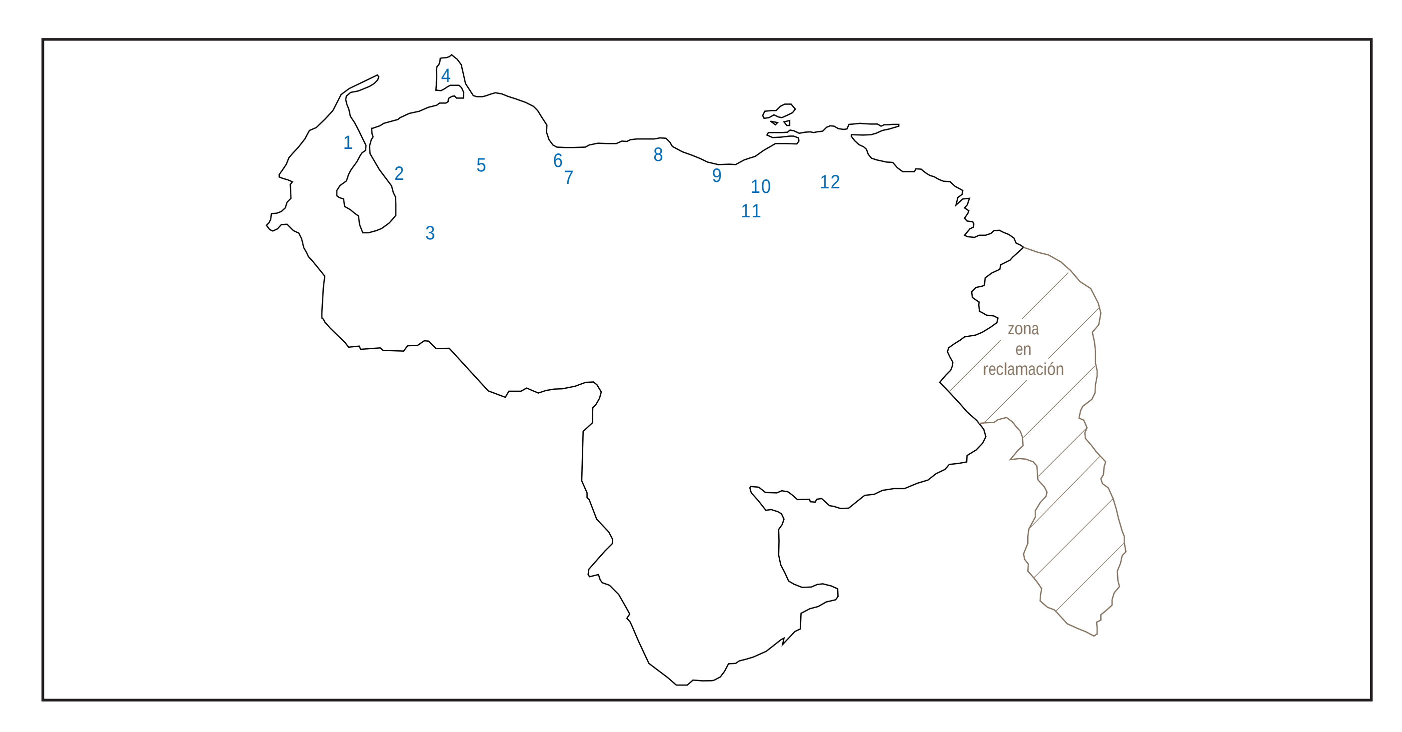


Fig. 12-54. Ubicación de los centros del CIED en el país: 1. Maracaibo. 2. Costa Oriental del Lago. 3. Barinas. 4. Paraguaná. 5. Barquisimeto. 6. Morón. 7. Valencia. 8. Sede Corporativa, Caracas. 9. Puerto La Cruz/Jose. 10. Anaco. 11. San Tomé. 12. Maturín.

- Transporte Marítimo
- Protección Integral

- Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico
  - Exploración
  - Producción
  - Refinación
  - Petroquímica
  - Ingeniería, Proyectos y Mantenimiento
  - Protección Integral
  - Formación General

- Instituto de Desarrollo Gerencial
  - Desarrollo Corporativo
  - Desarrollo Gerencial
  - Desarrollo Empresarial

Cada Instituto tienen su Consejo Asesor, integrado por representantes de los más altos niveles gerenciales y directivos de PDVSA, así como de los sectores conexos, para consulta y asesoría en las actividades y materias de adiestramiento correspondientes.

Actividades

Las cifras de las Tablas 12-10 y 12-11 resumen las actividades realizadas por todos los centros del CIED en el país.

Tabla 12-10. Actividades del CIED, 1996

Institutos	Acciones	Participantes	Horas-participante
Formación Industrial	1.090	12.633	341.448
Desarrollo Profesional y Técnico	1.893	21.496	860.047
Desarrollo Gerencial	52	1.173	27.504
Total	**3.035**	**35.302**	**1.228.999**

Tabla 12-11. Participantes en programas del CIED por empresas, 1996

Empresas	Formación Industrial	Desarrollo Profesional y Técnico	Desarrollo Gerencial	Total
Maraven	3.742	5.340	237	**9.319**
Corpoven	2.394	6.214	385	**8.993**
Lagoven	2.428	4.656	111	**7.195**
Otras	2.687	1.897	48	**4.632**
Pequiven	294	2.087	155	**2.536**
PDV Marina	1.064	180	15	**1.259**
Intevep	4	703	140	**847**
CIED	19	260	41	**320**
PDVSA	-	54	16	**70**
Refinería Isla	1	45	3	**49**
Bitor	-	29	10	**39**
Bariven	-	21	7	**28**
Palmaven	-	7	2	**9**
Carbozulia	-	3	3	**6**
Total	**12.633**	**21.496**	**1.173**	**35.302**

Las actividades de adiestramiento de personal tienen un ritmo e intensidad dependiente de los planes de inversiones y operaciones de la industria a corto, mediano y largo plazo. Cuando se trata de grandes proyectos de construcción de plantas o grandes complejos de refinación o petroquímicos se requiere, con debida antelación, determinar los recursos humanos necesarios y los que hay, para comenzar a adiestrar los que faltan y tenerlos en los sitios de trabajo cuando se necesiten.

La industria de los hidrocarburos y el personal profesional para operaciones

Para atender a todas las operaciones, la industria requiere una gran variedad de técnicos e ingenieros y personal de apoyo. En sí, la industria petrolera depende intensa y profundamente de la ingeniería en general y las ramas de las especialidades. En muchas instancias, el personal requerido tiene que ser altamente especializado y de mucha experiencia para ciertos proyectos o tareas específicas dentro de una determinada operación.

Como podrá apreciarse de la relación que sigue, el personal de ingeniería tiene un amplio campo de ubicación en las operaciones de la industria. El requisito principal es idoneidad profesional, dedicación y eficacia en el trabajo en equipo, donde cientos y miles de personas están ocupadas perennemente en la búsqueda, la cuantificación, el manejo, el mercadeo y la comercialización de los hidrocarburos, con mística y una gran voluntad de servicio para resolver problemas de todo tipo en las operaciones, en la conducción y la administración del negocio.

Rama/personal profesional	Funciones
I. Exploración Geólogos, paleontólogos, sedimentólogos, palinólogos, mineralogistas, petrólogos. Ingenieros: electricistas, electrónicos, de computación, civiles, geógrafos, oceanógrafos, geodestas, de petróleos; y personal auxiliar.	Estudios del suelo y del subsuelo: local y/o regional; adquisición, procesamiento e interpretación de datos: geológicos, aerofotográficos, sísmicos, magnetométricos, gravitométricos, geoquímicos, geográficos y oceanográficos. Secciones, planos y mapas. Informes. Inversiones y costos. **Propósito**: evaluación de áreas vírgenes y/o reevaluación de áreas conocidas. **Objetivo**: ubicar y cuantificar reservas comerciales de hidrocarburos para fortalecer la futura capacidad de producción de la empresa, durante el más largo tiempo posible.
II. Perforación Ingenieros: de petróleos, mecánicos, electricistas, geólogos, químicos, electrónicos, de computación, civiles, industriales, metalúrgicos, petrofísicos, geógrafos, oceanógrafos; y personal auxiliar.	**Funciones** Diseño y construcción de plataformas de perforación. Evaluación, selección y mantenimiento de equipos de perforación para operaciones en tierra y costafuera. Selección y disposición de materiales y herramientas para la perforación convencional, inclinada, direccional, de largo alcance, horizontal, u hoyo de diámetro reducido. Preparación y supervisión de todos los detalles concernientes a cada renglón del programa general de perforación (programas de: barrenas, sartas de perforación y componentes, fluidos de perforación y/o terminación; sartas de revestimiento, cementación; toma de muestras de ripio y núcleos; toma de registros, cañoneo; pruebas de producción; eventualidades). Adquisición, procesamiento y evaluación de datos. Control de inversiones y costos. Informes. **Propósito**: Constatar la presunta existencia, características y propiedades de nuevos yacimientos y determinar la comercialización de los hidrocarburos allí contenidos para proseguir con el desarrollo de puntos adicionales de drenaje que requiera el nuevo campo.

III. Producción

Ingenieros: de petróleos, geólogos, mecánicos, electricistas, químicos, industriales, petrofísicos, civiles, metalúrgicos, de computación; y personal auxiliar.

Funciones

Evaluación y terminación de pozos. Diseño, construcción y mantenimiento de instalaciones de producción en tierra y costafuera. Programas y disposición de la producción (agua/petróleo/gas): separación, tratamiento, almacenamiento, medición y transporte. Estudios de yacimientos: reservas probadas, probables o posibles; producción primaria (flujo natural y/o mecánico: bombeo o levantamiento artificial por gas), posibilidades de producción vigorizada (inyección de agua y/o gas; vapor: inyección continuada o alternada; alternativas de otros mecanismos). **Propósito**: Determinar la extracción máxima de hidrocarburos de los yacimientos, registrar la extracción acumulada de hidrocarburos a fecha determinada, calcular las reservas remanentes por producir. Potencial total de producción, potencial disponible de inmediato, potencial adicional disponible a corto plazo. Programa de limpieza y/o reparaciones menores de pozos. Programas mayores de reacondicionamiento de pozos. Programas de abandono de pozos. Inversiones y costos. Informes.

IV. Transporte

Ingenieros: civiles, mecánicos, electricistas, de petróleos, industriales, navales, de transporte, de computación, metalúrgicos, de telecomunicaciones, químicos, personal de marina; y personal auxiliar.

Funciones

Diseño y tendido de tuberías (troncales y ramales): oleoductos, gasductos, poliductos. Instalaciones para recibo, almacenamiento y despacho de hidrocarburos y sus derivados. Estaciones de bombeo y de compresión. Transporte terrestre, fluvial, lacustre y/o marítimo. Funcionamiento y mantenimiento de instalaciones y terminales. Presupuesto de inversiones y operaciones. Informes. **Propósito**: Mantener ininterrumpidamente el flujo de hidrocarburos requerido por los clientes.

V. Refinación/petroquímica/carbón

Ingenieros: químicos, de procesos, de refinación, mecánicos, electricistas, industriales, de computación, de sistemas, de instrumentación, metalúrgicos, de minas, de petróleo, civiles; y personal auxiliar.

Funciones

Selección de procesos, diseño de instalaciones y escogencia de equipos para refinación, petroquímica o carbón. Construcción de instalaciones de procesos. Diseño, selección de equipos y construcción de instalaciones auxiliares: red de tuberías; recibo, almacenamiento y despacho de materia prima y refinados; instalaciones de servicio: electricidad, agua, gas, vapor, refrigeración, aire comprimido, telemetría, comunicaciones. **Propósito**: Control de las operaciones. Mantenimiento de las instalaciones. Evaluación y control de calidad de materias primas y derivados. Formulación de programas de dietas para las instalaciones y procesos. Presupuestos de inversiones y operaciones. Análisis de costos. Informes.

VI. Comercialización nacional/internacional

Ingenieros: químicos, mecánicos, civiles, electricistas, industriales, de petróleos; economistas y administradores, contadores, relacionistas; y personal auxiliar.

Funciones

Estudios, evaluaciones y proyecciones de mercados: demanda, abastecimiento y precios. Actividades de la competencia. Evaluaciones de instalaciones actuales y futuras: inversiones y costos de operaciones, rentabilidad (terminales, flotas de transporte, estaciones de servicio). **Propósito**: Calidad de materia prima: crudos y/o derivados. Atención al público y clientes (servicios especializados sobre utilización de productos). Informes. Estabilidad y continuidad del negocio.

VII. Investigación (ciencia y tecnología)/ educación y desarrollo de personal

Físicos, químicos, matemáticos, biólogos, médicos. Ingenieros: de petróleos, geólogos, geofísicos, mecánicos, electricistas, civiles, industriales, electrónicos, de computación, de instrumentación, metalúrgicos, etc. Economistas, contadores, relacionistas; y personal auxiliar.

Funciones

Investigaciones científicas y tecnológicas aplicadas a la industria. Evaluación de las técnicas de operaciones en todas las ramas de la industria de los hidrocarburos. Estudios de problemas y alternativas de solución. Proyectos pilotos de investigación. Mejor utilización y/o modificaciones de diseños de equipos, herramientas y materiales. Optimación del uso, conservación y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados. Protección del ambiente. Seguridad industrial: recursos huma-

nos, recursos físicos, recursos naturales renovables y no renovables. Estudios de economía y finanzas petroleras. Publicaciones: científicas, técnicas y de operaciones. **Propósito**: Renovación y actualización de conocimientos del personal de la industria a todos los niveles, mediante investigaciones y experimentos, programas, cursos, talleres, asignaciones e intercambios diseñados para cumplir fines específicos del manejo y administración del negocio petrolero.

El empleo y las actividades

Los altibajos en la utilización de personal en la industria petrolera llama la atención del público en general, y especialmente en Venezuela donde la industria representa parte fundamental de la economía nacional y los hidrocarburos son el primer renglón de las exportaciones del país. A veces los altibajos causan alarma sin razón, y más por desconocer las modalidades de las operaciones de la industria, que están sujetas a la incertidumbre de los vaivenes de la demanda mundial de crudos y productos.

Si Venezuela tuviese que atender únicamente a su consumo interno de petróleo, su industria satisfacería la demanda produciendo solamente un volumen total de productos, gas natural incluido, a razón de unos 658.000 b/d (1995). La industria y el país están en el negocio de exportar crudos y productos. En 1995, la producción de crudos fue 3,18 millones de barriles diarios y la de productos de 1,22 millones b/d. Esto permitió exportar diariamente 1,82 millones de barriles de crudos y 718.000 barriles de productos, incluida Refinería Isla. Por tanto, el volumen influye significativamente sobre las operaciones y sobre el empleo. Veamos:

Para mantener las reservas probadas a un nivel satisfactorio hay que explorar continuamente. Reponer el crudo producido, cuando se trata de una producción diaria, digamos de dos millones de barriles, significa que deben ubicarse unos ocho a 10 millones de barriles diarios in situ. Esto requiere un esfuerzo constante que muchas veces exige que los programas sean muchísimo más extensos temporalmente, y exijan también más personal durante un cierto tiempo hasta cubrir todas las metas consideradas.

Si los resultados de los estudios de exploración indican que un gran número de áreas merece la continuación de la búsqueda de yacimentos mediante el taladro, y a esto se unen circunstancias de la demanda del consumo en alza, buenos precios y otros factores favorables, entonces hay que disponer del número de taladros adicionales requeridos para realizar la campaña simultáneamente, si se quiere, en diferentes sitios. Esto significa mayor número de gente para los taladros, para los servicios de apoyo en cada sitio de operaciones y gente adicional en las funciones que están en la retaguardia.

Si las exploraciones con taladro tienen éxito, entonces en cada sitio hay que proceder al desarrollo del yacimiento, lo que significa más taladros, según la celeridad que desee imprimírsele a la disponibilidad de un cierto potencial de producción.

Luego para manejar la producción adicional deseada hay que construir instalaciones de flujo, de separación, de tratamiento, de almacenamiento y de transporte de crudos. Y to-

do esto requiere gente adicional, durante cierto tiempo, según la magnitud de los programas. Pero como se trata de operaciones petroleras integradas, la parte de refinación a lo mejor tiene que dar cabida a cierto volumen de esa nueva producción adicional y para ello tendrá que modificar o ampliar plantas e instalaciones. Esto requiere gente adicional. Y más allá de la refinería están, al final, mercadeo nacional y mercadeo internacional que a lo mejor también requerirán atención especial a sus instalaciones para atender debidamente el manejo de mayores volúmenes de crudos y productos. Y todo esto también requerirá, durante un cierto tiempo, gente adicional.



Fig. 12-55. Faena del encuellador en un taladro de perforación.

Referencias Bibliográficas

1. American Petroleum Institute: **History of Petroleum Engineering**, Boyd Printing Co., Dallas, Texas, 1961.

2. ARNOLD, Ralph; MCREADY, George A.; BARRINGTON, Thomas W.: **The First Big Oil Hunt: Venezuela 1911-1916**, Vantage Press, New York, 1960.

3. BARBERII, Efraín E.: “Historia de la Educación, formación y desarrollo del petrolero venezolano”, en: revista **Asuntos**, Año 1, N° 1, marzo 1997, p. 68, publicación del CIED.

4. BERMUDEZ, Antonio J.: **Doce Años de Servicio de la Industria Petrolera Mexicana, 1947-1958**, Editorial Comaual, México, 1960.

5. BERMUDEZ, Manuel: “Samuel Smith - La última entrevista”, en: revista **Nosotros** (Lagoven), Caracas, febrero 1983.

6. BRANTLEY, J.E.: **History of Oil Well Drilling**, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1971.

7. CASAS ARMENGOL, Miguel: “Reingeniería de la educación superior venezolana”, en: revista **Asuntos**, Año 1, N° 1, marzo 1997, p. 46, publicación del CIED.

8. CLARK, Joseph Stanley: **The Oil Century**, University of Oklahoma Press, Norman, Oklahoma, 1958.

9. Creole Petroleum Corporation: **Conferencias sobre Relaciones Humanas**, Caracas, 1953.

10. CHAMBERLIN, Thomas C; SALISBURY, Rollin D.: **Geology**, (3 vol.), Henry Holt and Company, New York, 1906.

11. **Encyclopedia of Associations,** 17th edition, Gale Research Company, Detroit, Michigan, 1983.

12. ENGLER, Robert: **The Politics of Oil**, The MacMillan Company, New York, 1961.

13. FANNING, Leonard M.: **American Operations Abroad**, Mc Graw-Hill Book Company, Inc., New York, 1947.

14. FATEMI, Nasrollah Saifpour: **Oil Diplomacy - Powder keg in Iran**, Whittier Books, Inc., New York, 1951.

15. FRANKEL, P.H.: **Mattei: Oil and Power Politics**, Frederick A. Praeger Publishers, New York, 1966.

16. GEIKIE, Archibold Sir: **Text-Book of Geology**, (1903), first edition 1882, MacMillan and Co., Ltd., Londres.

17. GERRETSON, F.C.: **History of The Royal Dutch**, (4 volúmenes), E. J. Brill, Leiden, 1958.

18. GETTY, J. Paul: **How to Be Rich**, Simon and Schuster, New York, 1961.

19. GIBB, Georges Sweet; KNOWLTON, Evelyn H.: **The Resurgent Years, 1911-1927, History of Standard Oil Company (New Jersey),** Business History Foundation, Harper and Brothers, New York, 1956.

20. HARSHORN, J.E.: **Oil Companies and Governments,** Faber and Faber, Londres, 1962.

21. HIDY, Ralph y HIDY, Muriel E.: **Pioneering in Big Business, 1882-1911, History of Standard Oil Company (New Jersey)**, Business History Foundation, Inc., Harper and Brothers, New York, 1955.

22. JACOBY, Neil H.: **Multinational Oil**, MacMillan Publishing Co., Inc., New York, 1974.

23. KNOWLES, Ruth Sheldon: **The Greatest Gamblers, The Epic of American Oil Exploration**, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York, 1959.

24. KROBOTH, A.: “Historia de la Escuela de Geología, Minas y Metalurgia”, en: revista **Geo** (UCV), N° 10, marzo 1964, Caracas.

25. LAHEE, Frederic H.: **Field Geology**, McGraw-Hill Books Company, Inc., New York, 1961.

26. LAWRENCE, T.E.: **Rebelión en el Desierto**, Editorial Diana, México, 1957.

27. LEESTON, Alfred M.: **Magic Oil - Servant of the World**, Juan Pablos Books, Dallas, Texas, 1951.

28. LIDDLE, Ralph A.: **The Geology of Venezuela and Trinidad**, J.P. Mac Gowan publisher, Fort Worth, Texas, 1928.

29. LIEUWEN, Edwin: **Petróleos de Venezuela, Una Historia**, Cruz del Sur Ediciones C.A., Caracas, 1964.

30. LONGHURST, Henry: **La Aventura del Petróleo**, Librería Editorial Argos S.A., Barcelona, España, 1959.

31. MARTINEZ, Aníbal R.: **Chronology of Venezuelan Oil,** George Allen and Unwin Ltd., Londres, 1969.

32. MARTINEZ, Aníbal R.: **El Camino de la Petrolia**, Ediciones del Banco del Caribe, Caracas, 1979.

33. MATHEWS, John Joseph: **Life and Death of an Oilman, The Career of E.W. Marland**, University of Oklahoma Press, Norman, Oklahoma, 1951.

34. MAURER, Herrymon: **Great Enterprise -Growth and Behavior of the Big Corporation**, The MacMillan Company, New York, 1955.

35. MIKESSELL, Raymond F.; CHENERY, Hollis B.: **Arabian Oil - American´s Stake in the Middle East,** The University of North Carolina Press, Chapel Hill, 1949.

36. Ministerio de Energía y Minas: **Memoria** (varios años); **PODE** (1976-1994), Caracas.

37. O´CONNOR, Harvey: **Crisis Mundial de Petróleo**, Ediciones y Distribuciones Aurora, Caracas, 1962.

38. O´CONNOR, Richard: **The Oil Barons**, Little, Brown and Company, Boston, 1971.

39. PANTIN, José H.; KEY, Carlos E.; WINKLER, Virgil D.; SCHWINN, William; ZULOAGA, Guillermo: "Reseña de los estudios geológicos sobre Venezuela desde Humboldt hasta el presente, 1799-1972", en: revista **CIV**, agosto N° 295, diciembre N° 296, 1973.

40. PAREDES A., Lombardo: "La educación y el espíritu empresarial como factores clave de la competitividad: el caso PDVSA", en: revista **Asuntos**, Año 1, N° 1, marzo 1997, p. 6, publicación del CIED.

41. Petróleos de Venezuela S.A.: **Informe Anual**, años 1976-1995, inclusives.

42. PRESTWICH, Joseph: **Geology; Chemical, Physical, and Stratigraphical**, (2 vol.), Clarendon Press, Oxford, 1866.

43. ROSALES, Rafael María: **El Mensaje de la Petrolia**, Ediciones de la Presidencia de la República, Caracas, 1976.

44. ROSALES, Rafael María: **El Mensaje de la Petrolia**, 2da. edición, Ediciones de la Presidencia de la República, Caracas, 1976. Incluye trabajo de: VELARDE Ch., Hugo M., "La importancia de la explotación petrolera y valor comercial de las acumulaciones petrolíferas de la región de La Alquitrana, estado Táchira".

45. SAMPSON, Anthony: **The Seven Sisters: The Great Oil Companies and the World They Made**, Wiking Press, New York, 1975.

46. SILVA HERZOG, Jesús: **Petróleo Mexicano (Historia de un Problema)**, Fondo de Cultura Económica, México, D.F., 1941.

47. TAIT, Jr. Samuel W.: **The Wildcatters**, Princeton University Press, Princeton, New Jersey, 1946.

48. TINKLE, Lon: **Mr. De -A Biography of Everette Lee De Golyer**, Little, Brown and Company, Boston, 1970.

49. TUGENDHAT, Christopher: **Oil-The Biggest Business**, G.P. Putnam´s Sons, New York, 1968.

50. THOMPSON, Craig: **Since Spindletop, A Human Story of Gulf´s First Half-Century**, Gulf Oil Corporation, Pittsburgh, Pennsylvania, 1951.

51. The Institute of Petroleum: **Competitive Aspects of Oil Operations,** edited by George Sell, 61 New Cavendish Street, London, W.I., 1958.

52. **The Royal Dutch Petroleum Co. 1890-1950**, (publicación institucional), Niggh and Van Ditmer N.V., Rotterdam and La Haya, 1950.

53. WEEKS, Mary Elvira: **Discovery of the Elements**, Mack Printing Company, Easton, Pennsylvania, 1945.

Capítulo 13

Petróleos de Venezuela

Indice

Introducción

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) fue creada por decreto presidencial N° 1.123 del 30 de agosto de 1975 para ejercer funciones de planificación, coordinación y supervisión de la industria petrolera nacional al concluir el proceso de reversión de las concesiones de hidrocarburos. Efectivamente, el 1° de enero de 1976 a las 12:00:01 horas comenzó PDVSA a desempeñarse como casa matriz.

De entonces acá, 1976-1997, el progreso, el fortalecimiento empresarial y la magnitud de las actividades de la corporación y sus filiales han sido sobresalientes y reconocidas por la comunidad petrolera mundial. Los resultados avalan los beneficios que para el país han significado las relaciones comerciales internacionales directas de PDVSA y sus filiales en los mercados de hidrocarburos del mundo.

Desarrollar e implementar la visión nacional e internacional del negocio le exigió a PDVSA esfuerzos, perseverancia y continuidad en las acciones. Había recibido una industria madura; iniciada, conducida, desarrollada y dirigida durante muchas décadas por empresas concesionarias extranjeras y sus respectivas casas matrices. Sin embargo, era una industria que se había venido a menos en muchas actividades: exploración, refinación, mantenimiento, transporte marítimo, investigación y capacitación de personal en varios aspectos del negocio.

I. Las Primeras Acciones

Afortunadamente, desde el principio, el país siempre ha respaldado las iniciativas y continuidad de las gestiones de PDVSA y sus filiales. El apoyo de los poderes públicos nacionales ha fortalecido a la corporación en su marcha hacia el futuro. Sin titubeos, el personal de la industria se ha mantenido en sus respectivos puestos de trabajo, a todos los niveles de la organización. De igual manera, los extranjeros que la nueva administración petrolera nacional dispuso retener por algún tiempo, permanecieron en el país y colaboraron con efectividad para que el período de transición transcurriera sin tropiezos.

El primer año de gestión, 1976

El tiempo ha hecho desvanecer de la mente del venezolano lo que el primer año de actividades (1976) significó para PDVSA y sus 14 filiales iniciales, y para el país. Más, en veintidós años (1976-1997), el desarrollo y la expansión de la industria venezolana de los hidrocarburos han sido tan admirables que el venezolano común no se imagina la importancia nacional e internacional de PDVSA y sus filiales.

En primer término, sobre la marcha, se procedió a estructurar la organización de la casa matriz y designar el personal directivo, gerencial y de apoyo para las diferentes funciones. Proveer a cada filial del personal necesario. Orientar la transición del desenvolvimiento de una industria privada ex concesionaria a una bajo tutela estatal. Cohesionar los esfuerzos de 23.088 personas; proyectar los requerimientos inmediatos de nuevos empleados vis-a-vis los programas necesarios de expansión a cortísimos y medianos plazos.

Además, mantener la producción de crudos durante el año en 2,3 millones de barriles diarios y asegurar un potencial de 2,7 millones de barriles por día. Exportar 2.150.000 barriles por día de crudos y productos. Abastecer los clientes tradicionales y buscar y asegurar nuevos clientes para afianzar el crecimiento de la corporación y sus filiales.

Las acciones anteriores necesariamente tomaron en cuenta las actividades e instalaciones adicionales a todo lo largo de la cadena de operaciones petroleras: exploración, perforación, producción, transporte, refinación y manufactura, mercadeo y comercialización,

apoyadas todas en investigaciones, estudios de factibilidad y consideraciones de grandes inversiones, con miras a la satisfactoria productividad y rentabilidad del negocio.

Transición y consolidación

Las empresas filiales (ex concesionarias) que originalmente pertenecieron a PDVSA, a partir del 1° de enero de 1976, fueron las siguientes (Tabla 13-1):

El convenimiento de compensación al cual llegaron la nación venezolana y las concesionarias y participantes por las instalaciones y otros bienes nacionalizados causaron pagos en efectivo por US$ 117.380.000,oo estadounidenses y en bonos por US$ 936.740.000. La relación Bs./$ fue 4,30/1. (Gaceta Oficial número extraordinario 1.784 del 18-12-1975).

Durante 1976 y 1977, la casa matriz y las filiales comenzaron los estudios y acciones de racionalización de la industria para imprimirle mayor eficiencia al desenvolvimiento de

Tabla 13-1. Filiales originales de PDVSA, 1976

Filial	Ex concesionaria
Amoven S.A.	Amoco
Bariven S.A.	Sinclair
Boscanven S.A.	Chevron
Corporación Venezolana del Petróleo S.A.	-
Deltaven S.A.	Texas
Guariven S.A.	Las Mercedes
Lagoven S.A.	Creole
Llanoven S.A.	Mobil
Maraven S.A.	Shell
S.A. Meneven	Gulf
Palmaven S.A.	Sun
Roqueven S.A.	Phillips
Taloven S.A.	Talon
Vistaven C.A.	Mito Juan

Fuente: PDVSA, Informe Anual, 1976 y 1977.

las actividades y consolidar los recursos existentes en cada filial. Quedaron cinco operadoras, y cada una de ellas recibió la totalidad o parte de las actividades e instalaciones de las otras filiales, como indica la Tabla 13-2.

Tabla 13-2. Racionalización de la Industria

Filial operadora		Filiales transferidas
LAGOVEN	←	Amoven Roqueven - Oriente
MARAVEN	←	Roqueven - Occidente Vistaven - Occidente Taloven - Falcón
MENEVEN	←	Roqueven - San Roque Vistaven - Oriente Taloven - Oriente Bariven - El Chaure Guariven - Guárico
CVP	←	Boscanven Deltaven
LLANOVEN	←	Bariven - Barinas Palmaven

Esta reorganización encaminó a la industria hacia la expansión futura en todos los órdenes de sus actividades. En 1976, PDVSA y sus filiales hicieron inversiones de capital de unos 1.200 millones de bolívares y en 1977 2.400 millones de bolívares. En 1978 contempló inversiones por unos 5.000 millones de bolívares.

El objetivo general incluyó iniciar, fortalecer y expandir las operaciones de exploración; perforar costafuera en áreas vírgenes del golfo de La Vela, el golfo Triste y el delta del Orinoco en busca de acumulaciones petrolíferas. Continuar esfuerzos exploratorios a mayor profundidad en las áreas productivas de las cuencas tradicionales y las áreas adyacentes asignadas últimamente.

A la vista se tenía el requerimiento del aumento futuro de la **producción**; la construcción de nuevas instalaciones de **refinación**; las ampliaciones necesarias del **mercado interno**; la diversificación y obtención de nuevos clientes por **mercadeo internacional**. Para satisfacer la demanda de empleo por la expansión de las operaciones, **recursos humanos** se encargó de buscar y atraer el personal idóneo requerido.

Grandes retos

La petroquímica

El 1° de marzo de 1978, Petróleos de Venezuela recibió del Ejecutivo Nacional las acciones del Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP) que por ley fue convertido en Petroquímica de Venezuela S.A. (Pequiven). Sobre la marcha PDVSA echó a andar los mecanismos que permitirían sanear económicamente a la industria petroquímica, mediante asistencia técnica para maximizar el funcionamiento de las plantas e instalaciones conexas. Sin duda, un gran reto. La petroquímica inició su nueva etapa arrastrando una deuda de 605 millones de bolívares.

El adiestramiento de personal

La expansión de las operaciones petroquímicas y petroleras, y las de investigación que debía formalizar y desarrollar la filial Intevep, plantearon a la industria la necesidad del adiestramiento oportuno recurrente del personal existente como también del personal empleado recientemente, a todos los niveles de la organización corporativa.

Esta tarea ha sido cumplida a lo largo de los años de actividades de PDVSA y sus filiales. También participaron FONINVES y el INCE, que colaboraron con el INAPET desde 1976 hasta 1983 cuando, bajo la tutela de PDVSA y sus filiales, se creó el CEPET, el cual se convirtió en el ente de adiestramiento de la industria.

PDVSA y sus filiales sumaron en los años 1976-1978, inclusives, 2,1 millones de horas-participante de adiestramiento de personal. En el mismo período, INAPET capacitó a 1.435

artesanos mediante programas de formación acelerada en las áreas de refinación, perforación, electrónica y metalmecánica/montaje. En total, el INAPET en estos tres años impartió 2.411 cursos gerenciales, de supervisión, profesionales y técnicos, artesanales y operacionales, nivelación de bachillerato y aprendizaje, a los cuales asistieron 32.341 participantes que acumularon 2,2 millones de horas-participante.

II. Organización y Capacidad Operativa

Operaciones de avanzada tecnología

Al cumplir cuatro años de actividades en 1979, PDVSA y sus filiales habían logrado establecer la organización y las estructuras que permitieron seguir ampliando la capacidad operativa de la industria.

Acción importante durante 1979 fue el establecimiento de la estrategia de exploración de la Faja del Orinoco, según los estudios y planes de desarrollo que se aplicarían a corto, mediano y largo plazo. Se estimó obtener un potencial de 200.000 barriles diarios para 1988, incluido un volumen potencial de producción de 125.000 b/d de crudo mejorado en los estados Monagas y Anzoátegui. Para el año 2000 se proyectó la producción de un millón de barriles por día. La Faja se dividió en cuatro grandes áreas: Cerro Negro, Hamaca, Zuata y Machete. Se experimentó con la inyección de vapor de agua en pozos de Cerro Negro y Jobo, estado Monagas, y los resultados fueron positivos.

La petroquímica fue objeto de continuados estudios para completar las instalaciones requeridas. No obstante que Pequiven continuó operando y perdiendo dinero, las estrategias y planes del desarrollo petroquímico permitirían corregir la situación económica a largo plazo.

Para absorber el excedente de etileno en el complejo El Tablazo, estado Zulia, se formó la empresa mixta Plásticos del Lago C.A. para producir polietileno de alta densidad. También se prosiguió con el proyecto para aumentar la capacidad de producción de polietileno de baja densidad en El Tablazo, mancomunadamente con la empresa Polímeros del Lago C.A., en El Tablazo, y aumento de la capacidad de producción de sulfato de aluminio en el complejo Morón, estado Carabobo, con la empresa mixta Ferro-Aluminio C.A.

Otra manifestación de la organización y capacidad operativa desarrollada por la corporación en 1979 correspondió a las ventas de hidrocarburos a clientes no tradicionales que recibieron 874.000 barriles por día. Esta cifra correspondió a un aumento de 21 % con respecto a 1978 y 72 % en comparación con 1977.

Materiales

El renglón de materiales es de suma importancia para las operaciones petroleras. Las compras de materiales son un buen índice del ritmo de las actividades de exploración, perforación, producción, transporte, refinación/manufactura, mercadeo, comercialización e investigación científica y tecnológica.

La Tabla 13-3 destaca el interés de PDVSA y sus filiales por aumentar la compra de insumos fabricados en el país, siempre que se ajusten a las normas de calidad, seguridad y

Tabla 13-3. Compras de materiales, MMBs.

	1976	1977	1978	1979
Origen nacional	490	970	1.450	2.400
Importaciones indirectas	280	420	650	1.360
Importaciones directas	450	680	1.500	2.460
Total	**1.220**	**2.070**	**3.600**	**6.220**

Fuente: PDVSA, Informe Anual, años citados.

estabilidad exigidas por las operaciones petroleras. En este sentido, PDVSA y sus filiales establecieron tempranamente los medios para evaluar el sector industrial nacional y recomendar cómo maximizar la productividad.

Al cumplir la industria petrolera nacional cuatro años de actividades, el programa de evaluación de capacidad manufacturera de las empresas y talleres venezolanos, iniciado formalmente en 1978, cubrió 200 compañías para fines de 1980. La contribución de asesoría y evaluación técnica petrolera para el sector manufacturero comenzó a dar frutos, revelados por los aumentos en las compras locales.

Intevep

Al comenzar la casa matriz petrolera estatal sus operaciones, sobre la marcha creó el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP) para iniciar los estudios e investigaciones requeridas por la industria. Pues, al revertir a la Nación las concesiones, desaparecieron los servicios de investigación y estudios que hacían las respectivas casas matrices para sus empresas operadoras en Venezuela.

Intevep fue estructurado y organizado rápidamente (1976) y comenzó a prestar servicios a la industria en varios renglones. Su desenvolvimiento y crecimiento se demuestran en los datos de personal que siguen, que reflejan el **porqué** y el **cuándo** de las investigaciones científicas y técnicas para mantener la capacidad operativa y competitiva de PDVSA y sus filiales.

Estudios y proyectos más importantes de Intevep

Durante 1979-1980, Intevep dedicó, aproximadamente, su tiempo así: el 50 % a servicios de apoyo tecnológico, 40 % a investigación aplicada y desarrollo, y 3 % a investigación básica orientada.

Entre los estudios, investigaciones y servicios correspondientes a estos dos años sobresalieron los siguientes:

• Estudios sedimentológicos y geoquímicos para las actividades de exploración costafuera y en la Faja del Orinoco.

• Diseño conceptual para la generación de vapor de agua e instalaciones de producción para la Faja, en el marco del convenio de asistencia firmado con Alemania Federal.

• Proyecto de extracción terciaria de petróleo de yacimientos en el lago de Maracaibo, conjuntamente con Maraven y Shell.

• Estudios sobre estado actual de la tecnología de combustibles para la generación de vapor.

• Comienzo de las actividades del laboratorio de geología y, en gran parte, las del laboratorio básico de petróleo y gas.

• Procesamiento de más de 6.000 kilómetros de líneas sísmicas.

• Estudios sobre extracción de metales del “Flexicoker” y sobre las técnicas actuales de combustión de materiales pesados.

• Primera etapa del programa de evaluación de procesos para el mejoramiento de crudos pesados.

• Inicio del diseño de plantas piloto de destilación y de desasfaltación.

Tabla 13-4. Personal de Intevep*

	1976	1977	1978	1979	1980
Gerencial y profesional	-	134	179	259	327
Técnico	-	43	70	46	71
Auxiliar	-	62	137	260	313
Total	**68**	**239**	**386**	**565**	**711**

* Al 31-12 de cada año.

• Atención a varios proyectos en marcha sobre evaluación de bases para lubricantes.

• Procesamiento de un promedio de 4.000 muestras mensuales en el laboratorio de análisis físico-químico de petróleo y sus derivados.

III. Los Proyectos del Quinquenio 1980-1984

En el período 1980-1984, Petróleos de Venezuela y sus filiales avanzaron decididamente en definir y poner en práctica las estrategias corporativas necesarias. Se consolidó satisfactoriamente la transición y adaptación de las actividades petroleras privadas de las concesionarias a la tutela del Estado venezolano. Se lograron, sin trauma, los cambios deseados en la estructura y organización de los cuadros directivos, gerenciales, operacionales y de apoyo. Se fortalecieron los estímulos de actuación del personal y se complementaron y ampliaron, hasta donde se pudo, la capacidad y eficiencia operacional de todas las actividades del negocio. Sin embargo, faltaba todavía mucho por hacer. Se perfilaba un futuro muy exigente, pero el petrolero venezolano confiaba en su demostrada idoneidad. Veamos.

La Faja del Orinoco

A esta extensa y rica área en petróleos pesados/extrapesados le llegó su hora (ver el Capítulo 4, “Producción”, Sección VI, para información básica pertinente). La aplicación de nuevas tecnologías petroleras permite ahora la explotación comercial de este tipo de crudos. Las nuevas modalidades de perforación, extracción de núcleos y terminación de pozos conducen a que los yacimientos de arenas deleznables ya no sean agudos problemas. Además, la inyección alterna o continua de vapor en el yacimiento promete aumentar significativamente la producción del pozo. En refinación/manufactura, los laboratorios y plantas piloto han constatado la conversión profunda para obtener de estos crudos pesados/extrapesados crudos más livianos. Todo esto conduce a tener en la Faja la posibilidad de una inmensa fuente de hidrocarburos comerciales para muchísimas décadas.

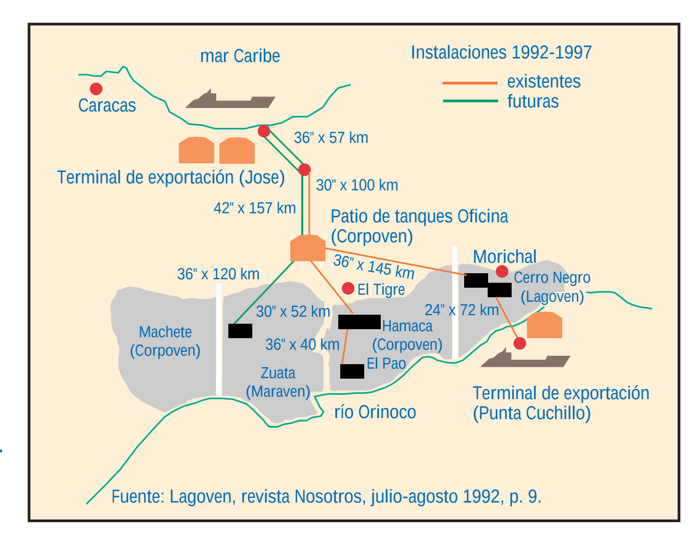


Fig. 13-1. Faja del Orinoco.

Por tanto, los preparativos para la explotación y el desarrollo de la Faja merecen ser conocidos por la juventud estudiosa venezolana. La Faja es única por el volumen de petróleo que contiene y su explotación es un reto de dimensiones extraordinarias en inversiones, tecnología, comercialización y otros aspectos del negocio de los hidrocarburos.

En 1980, Lagoven comenzó a incrementar sustancialmente el ritmo de construcción de las instalaciones de su proyecto Desarrollo del Sur de Monagas y Anzoátegui (DSMA) para procesar 125.000 b/d de crudo mejorado de alta calidad en 1988. Por otro lado, Meneven procedió a acelerar su proyecto de producción de 75.000 b/d para 1985 del área Guanipa-100, estado Anzoátegui, e incrementar el caudal a 100.000 b/d en 1988.

PDVSA consideró necesario respaldar y resguardar el financiamiento de estas actividades, nutriendo el fondo especial de reser-

va para inversiones. En efecto, de las ganancias netas de 1980 se depositaron 2.000 millones de bolívares (US$ 465,1 millones). Y para atender aspectos de las actividades que en las comunidades emanarían de estos proyectos y del incremento de producción de crudos pesados en la costa oriental del lago de Maracaibo se apartó también la cantidad de 1.000 millones de bolívares (US$ 232,6 millones).

Para fines de 1981 se habían trazado 11.200 kilómetros de líneas sísmicas. Se completó el levantamiento y estudio aeromagnético de toda la región al norte del río Orinoco. Se perforaron 603 pozos exploratorios y de extensión, y se hicieron pruebas de producción en 420 intervalos en 305 pozos.

Los esfuerzos y operaciones de este año indicaron la existencia in situ de, aproximadamente, un millón de millones de barriles de petróleo. Se seleccionaron para ser las primeras sometidas a explotación las áreas Cerro Negro, la parte norte de la zona de Hamaca y la zonas Zuata-Santa Clara. Se estimó que estas áreas, en conjunto, ofrecen 400.000 millones de barriles de petróleo in situ.

Durante 1982 se concluyó el Esquema de Ordenamiento Territorial de la Faja del Orinoco y sus áreas de influencia, coordinado por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables y la participación activa de PDVSA, el Ministerio de Transporte y Comunicaciones, el Ministerio de Agricultura y Cría, el Ministerio de Desarrollo Urbano, entre otros.

En este tercer año del quinquenio, además de las propias instalaciones petroleras programadas, se hicieron 2.800 kilómetros de carreteras, y se instalaron 62 puentes. En labores de planificación e investigación se emplearon entre un millón y 1,5 millones de horas-hombre para atender diferentes aspectos del desarrollo de la Faja. Para fines de 1982, las inversiones en la Faja sumaron 4.637 millones de bolívares.

La aplicación de la inyección alternada de vapor a pozos de Zuata, Cerro Negro y Hamaca dieron tasas estables de producción de 800 a 1.400 b/d, mediante bombeo mecánico. Estos volúmenes confirmaron las extraordinarias perspectivas del potencial de producción de la Faja.

Durante 1983, los trabajos en la Faja incluyeron: la dedicación de Intevep en la instalación de las plantas piloto; investigación de las características y propiedades de los crudos. Se perforaron 19 pozos exploratorios y se les hicieron 98 pruebas de producción, mediante la inversión de 202 millones de bolívares. Se perforaron pozos disponiendo su ubicación en forma de módulos, o macolla, lo cual permite agrupar varios pozos en una área pequeña y ahorrar mucho espacio en la superficie para otros usos. La trayectoria de este tipo de pozo puede ser inclinada, direccional, de largo alcance, o también horizontal.

De las pruebas de producción se concluyó que si se emplea extensivamente la inyección de vapor en los yacimientos se pue-



Fig. 13-2. Disposición de pozos en macolla o módulo concentrado, campo Cerro Negro, Faja del Orinoco.

de extraer un volumen de petróleo de 200.000 millones de barriles. A 2 millones de barriles por día eso equivale a 273 años de producción. Naturalmente, la comercialización de esta clase de crudos depende de su calidad mejorada y de las condiciones de los mercados.

Otros dos aspectos relevantes del desarrollo de la Faja durante 1983 fueron el convenio con la CVG Electrificación del Caroní (EDELCA) para asegurar el suministro de electricidad deseado y el nuevo convenio con el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables. Este convenio especificó la adaptación del Esquema de Ordenamiento Territorial de la Faja de 1982.

En 1984, último año del quinquenio en referencia, los trabajos en la Faja habían consolidado los aspectos de investigación y desarrollo selectivo del proyecto. Los dos módulos experimentales de producción en Cerro Negro fueron conectados al sistema Morichal-Jobo para entregar 16.000 b/d, de un potencial de producción de 30.000 b/d. En el área de Guanipa se concluyó la construcción de 13 estaciones de flujo, el tendido de 290 kilómetros de oleoductos y la perforación de 610 pozos, cuyo potencial global fue de 118.000 b/d. Todo esto significó que el desarrollo del área de Guanipa se cumplió en un 70 % de la totalidad del programa.

Entre otras actividades, se continuaron con las inyecciones alternadas de vapor y las evaluaciones de resultados en Zuata-San Diego y Hamaca-El Pao y se aprobó hacer lo mismo en 1985 en San Diego Norte al tener listos los pozos.

En síntesis, para construir las instalaciones y otras obras de infraestructura, levantamientos sísmicos, exploración con taladro, perforación de desarrollo y producción, se invirtieron en la Faja unos 7.628 millones de bolívares, hasta finales de 1984.

Otros proyectos relevantes

Para permanecer en la vanguardia del acontecer petrolero, toda casa matriz y sus filiales, además de cumplir con las actividades diarias del negocio, deben mantener una cartera de proyectos en marcha para reforzar continuamente su eficiencia operacional y empresarial corporativas. La fortaleza de PDVSA y sus filiales se fundamenta en responder pronto a las exigencias planteadas. Veamos:

Tecnología e investigación

El aporte de Intevep a las actividades de desarrollo de la Faja durante 1980-1984 fue fundamental en la determinación de las características, propiedades y manejo de los crudos pesados/extrapesados; análisis de la composición, estabilidad, características y propiedades del tipo de roca de los yacimientos; aplicación de la inyección de vapor a los yacimientos; resultados de la producción de petróleo mediante la inyección de vapor; diseño de módulos de producción y de plantas piloto de procesamiento; y aspectos ambientales de la Faja del Orinoco.

Además, Intevep atendió otros requerimientos de la industria concernientes a la plataforma continental; materiales; gas natural; parámetros de diseño para estructuras costafuera; tratamiento de efluentes producidos por las operaciones petroleras y petroquímicas; medios de transporte de fluidos; mezclas de combustibles para vehículos; y evaluación de crudos de diferentes yacimientos del país; más los programas de evaluación de las empresas venezolanas de ingeniería, consultoría, construcción y servicios especializados a través de un sistema computarizado de control de información.

Para fortalecer su posición, expandir sus relaciones y oportunidades de colaboración, Intevep firmó convenios con el Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), CENPES de Brasil, CEPE de Ecuador y Petroca-

Tabla 13-5. Compras de materiales, MMBs.

	1976-1979	1980	1981	1982	1983	1984
Origen nacional	5.310	2.700	3.760	4.415	2.859	3.656
Importaciones indirectas	2.710	1.640	2.210	2.200	1.111	1.155
Importaciones directas(1)	5.090(2)	2.200	3.770(3)	7.100(3)	2.718(3)	2.274(3)
Total	**13.110**	**6.540**	**9.740**	**13.715**	**6.688**	**7.085**
(1) Incluye los siguientes rubros:						
(2) Taladros, tanqueros, tubulares	1.850	-	-	-	-	-
(3) Taladros	-	-	410	327	-	-
Tanqueros	-	-	650	311	599	55
Tubulares	-	-	1.425	4.052	509	104
Total	**1.850**	**-**	**2.485**	**4.690**	**1.108**	**159**

Fuente: PDVSA, Informe Anual, años citados.

nada, el Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA), el Departamento de Energía de los Estados Unidos, el Instituto del Petróleo y el Gobierno de la República Federal de Alemania, Veba Oel, Chevron Overseas Petroleum Inc., y renovación de contratos con Exxon Services Company y con British Petroleum. Las actividades de Intevep fueron exigiendo cada vez mayor número de personal gerencial, profesional, técnico y auxiliar.

Materiales y servicios técnicos

El rítmo de las operaciones y proyectos en ejecución requieren una extensa variedad de equipos, herramientas y materiales. La magnitud de las compras es indicativa del volumen de trabajo en progreso (Tabla 13-5).

Desde el inicio de sus actividades, PDVSA y sus filiales se preocuparon por disminuir significativamente la participación extranjera en los servicios de ingeniería y por promover el desarrollo y la participación de las empresas venezolanas. Aunado a este deseo, en 1978 se inauguró, desarrolló y creció el programa de evaluación de empresas venezolanas de ingeniería, manufactura y servicios, cuyos resultados se desglosan en las Tablas 13-6 y 13-6A.

Tabla 13-6. Evaluación del sector manufacturero nacional

Año	Sectores evaluados	Empresas evaluadas	Seguimientos
1984	10	91	237
1983	18	147	194
1982	16	142	200
1981	12	128	175
1980	16	109	76
1979	9	69	-
1978	4	37	-
Total	**85**	**723**	**882**

Fuente: PDVSA, Informe Anual, 1984, p. 49.

Tabla 13-6A. Esfuerzo de ingeniería contratada

	miles de horas-hombre				
Ejecutado por	1984	1983	1982	1981	1980
Empresas extranjeras	452	1.230	3.100	2.532	3.383
Empresas nacionales	1.226	2.280	1.830	1.075	659
Total	**1.678**	**3.510**	**4.930**	**3.607**	**4.042**
Participación extranjera %	27	35	63	70	84
Participación nacional %	73	65	37	30	16

Fuente: PDVSA, Informe Anual, 1984, p. 49.

Estrategia de internacionalización

La industria petrolera venezolana nació, creció y fue desarrollada teniendo como meta las exportaciones de crudos y productos. Las concesionarias extranjeras que actuaron en nuestro país durante el período 1914-1975 pusieron el nombre de Venezuela en el mapa petrolero mundial mediante la acumulación de las siguientes cifras (Tabla 13-7):

Tabla 13-7. Actuación de las concesionarias en Venezuela

	1914-1975
Petróleo producido, MMB	31.947,2
Petróleo procesado, MMB	8.563,2
Petróleo exportado, MMB	23.310,2
Productos exportados, MMB	6.758,8
Pozos	
Productores de petróleo	25.699
Productores de gas	261
Secos	3.720
Total	**29.680**

Fuente: La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, Tomo I, Cap. V, 1989.

PDVSA y sus filiales continuaron exportando crudos y productos a clientes tradicionales al asumir el control de la industria el 1° de enero de 1976. Sin embargo, el futuro debía afirmarse sobre las perspectivas de mayores volúmenes de exportación. Las acciones iniciales se concentraron entonces en establecer relaciones con nuevos clientes en los mercados mundiales, lo cual se logró con éxito por la tenacidad y empeño de las primeras incursiones realizadas, que también derivaron en experiencias beneficiosas para el personal encargado de esta rama del negocio.

Las metas para fortalecer y aumentar la capacidad de la industria se fundamentan en más exploración; incremento selectivo de las reservas de petróleo; mayor producción; cambios de patrón de refinación, empezando con las refinerías de Amuay y la de Cardón (ver Capítulo 6, “Refinación”, Secciones VI y VIII) e investigaciones sobre la comercialización de crudos pesados/extrapesados mediante la aplicación de métodos de conversión profunda en refinación/manufactura; y la recuperación operacional y financiera de la petroquímica venezolana.

En efecto, la estrategia de internacionalización de las actividades de PDVSA y sus filiales comenzó a aplicarse en 1983 con el acuerdo firmado con la Veba Oel A.G. de Alemania Federal, sobre crudos pesados/extrapesados. En 1984, el acuerdo se convirtió en convenio para intensificar el programa de investigación conjunta con la Veba Oel. PDVSA adquirió en propiedad la tercera parte de la planta piloto del proceso Veba-Combi-Cracking, la cual tiene capacidad de 140.000 b/d. Como parte del convenio, se procedió a la expansión de la planta de coquización retardada de Ruhr Oel, con capacidad para procesar hasta 17.000 b/d de crudo pesado Bachaquero 17.

Las cifras de la Tabla 13-8 demuestran la magnitud de las actividades de PDVSA y sus filiales en los nueve primeros años de actuación.

IV. El Quinquenio 1985-1989

En 1985, PDVSA y sus filiales cumplieron diez años al servicio del país, gerenciando con idoneidad el fortalecimiento de la industria venezolana de los hidrocarburos y preparándola para mayores logros durante la próxima década.

Expansión de la internacionalización

Durante este quinquenio, las gestiones de PDVSA y sus filiales enfocaron con tenacidad la expansión y la solidez del negocio de los hidrocarburos de Venezuela en Europa y en los Estados Unidos. Los buenos resultados obtenidos y el que firmas y empresas extranjeras de larga trayectoria en el negocio hayan correspondido a las gestiones de PDVSA o que

Tabla 13-8. Actuación de la Industria Petrolera Nacional

		1976-1985
1. Crudos producidos, MMB		7.386,0
Liviano (> 30° API)	2.332,3	
Mediano (22-30° API)	2.394,3	
Pesado/extrapesado (< 22° API)	2.659,4	
2. Condensado, MMB		245,9
3. Líquidos del gas natural, MMB		225,4
4. Crudos procesados, MMB		3.359,6
5. Crudos exportados, MMB		3.900,1
6. Crudos reconstituidos exportados, MMB		427,0
7. Productos exportados, MMB		2.188,1
8. Productos vendidos en el mercado interno, MMB (inclusive a naves/aeronaves en tránsito internacional)		1.182,8
9. Pozos terminados		6.389
10. Trabajos de reparaciones y reacondicionamiento de pozos		14.44
11. Reservas de petróleo, 1984, MMB		29.326
12. Reservas de gas natural, 1984, $MMMm^3$		1.730

Fuentes: PDVSA, Informe Anual, 1976-1985.
MEM-PODE, 1976-1985.

las mismas hayan hecho inicialmente proposiciones a PDVSA significa que el negocio del petróleo de los venezolanos goza del respeto de la comunidad mundial petrolera. Veamos:

• En la refinería de Ruhr Oel en Scholven, Alemania, mediante el Convenio PDVSA-Veba Oel, se iniciaron (1985) los proyectos para expandir la planta reductora de viscosidad y el aumento de la capacidad de producción de asfalto oxidado, con aporte de 28 millones de bolívares por parte de PDVSA. En la refinería se avanzó en la ejecución del proyecto de modificación de la planta de destilación atmosférica y el proyecto de expansión de la planta de coquización retardada.

Esta asociación permitió a PDVSA penetrar en el mercado alemán, asegurar la colocación anual de 100.000 b/d de crudos venezolanos y aumentar ese volumen en 45.000 b/d a partir de septiembre 1985.

• PDVSA creó su filial Refinería Isla (Curazao) S.A. para operar el complejo refinador y terminal de embarque mediante arrendamiento de cinco años entre Venezuela y el gobierno de las Antillas Neerlandesas, a partir del mes de octubre de 1985. La refinería inició operaciones procesando 140.000 b/d de crudos venezolanos para los mercados internacionales.

• Por convenio del 15 de septiembre de 1986, PDVSA adquirió 50 % de la empresa Citgo, de Tulsa, subsidiaria de la Southland Corporation. Esta adquisición garantiza la colocación de hasta 200.000 b/d de crudos y productos venezolanos y le otorga a PDVSA propiedad del 50 % del complejo refinador de Lake Charles. Además, la empresa venezolana tiene acceso a un sistema de suministro con capacidad de colocar 350.000 barriles diarios de productos, un complejo de lubricantes, cuatro terminales de embarque, una flota de ca-

miones cisterna y tres importantes sistemas de poliductos (Colonial, Explorer y Lake Charles).

• El 30 de junio de 1986, PDVSA mediante convenio con Axel Johnson, de Suecia, adquirió 50 % de las acciones de su subsidiaria Nynas, lo cual asegura a Venezuela la colocación de hasta 40.000 b/d de crudos venezolanos y la participación en tres refinerías (dos en Suecia y una en Bélgica) con capacidad para 56.000 b/d de procesamiento. Además, Nynas aportó 12 terminales y depósitos propios, 11 plantas de distribución, tres tanqueros en arrendamiento a largo plazo, oficinas de mercadeo en ocho países y un labora-

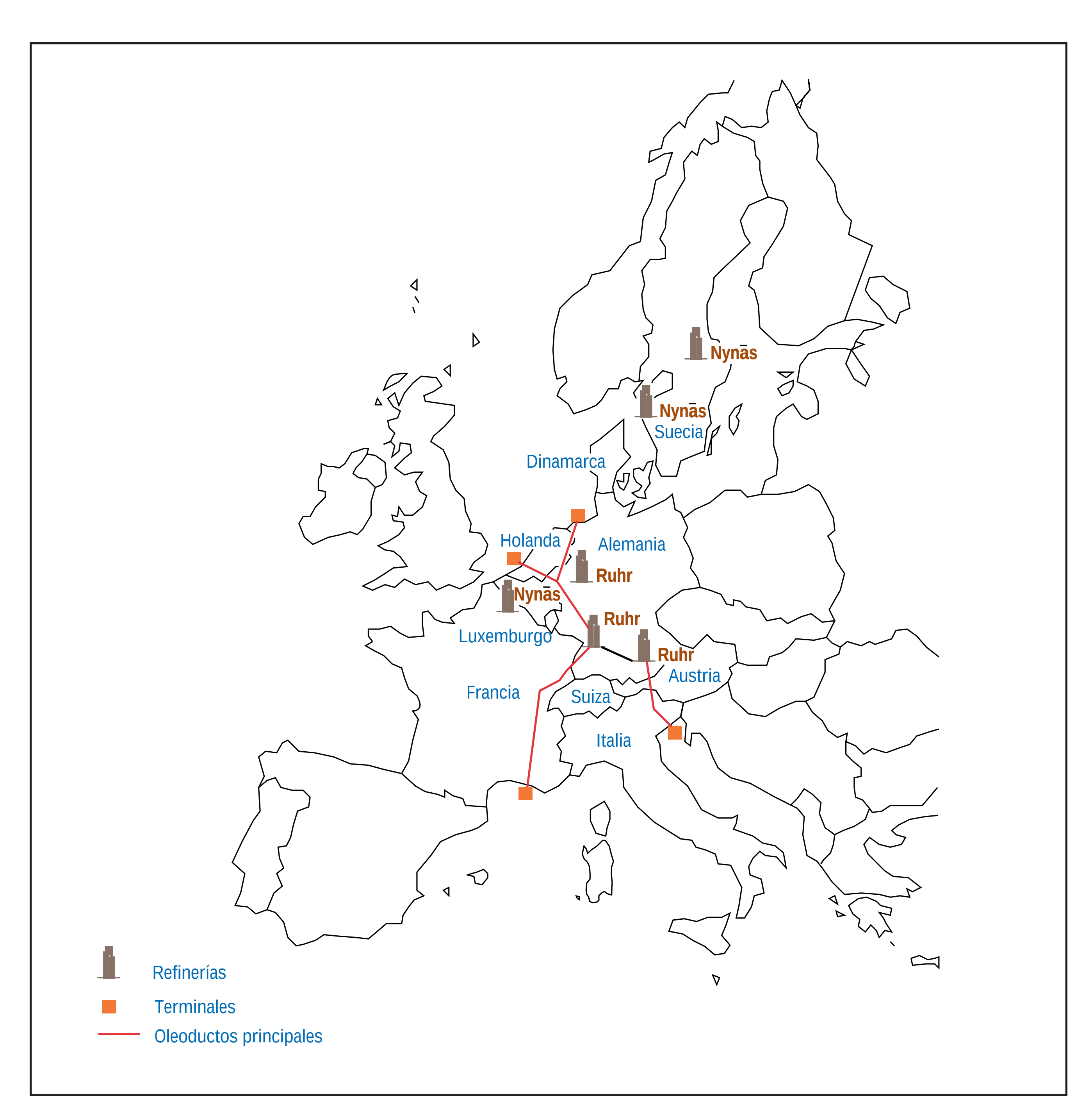


Fig. 13-3. Presencia de PDVSA en Europa.

torio propio para investigación y desarrollo. Axel Johnson es una firma mundialmente reconocida en la comunidad petrolera y una de las importadoras más antigua de crudos venezolanos.

• En 1987, Interven, filial de PDVSA, encargada de coordinar las inversiones y participaciones en el extranjero, amplió la efectividad gerencial de sus gestiones. Exploró la factibilidad logística, comercial y financiera de futuras posibilidades de asociaciones, de acuerdo con las metas fijadas por PDVSA.

• Efectivamente, ese año, Petróleos de Venezuela, Union Pacific Corporation y su

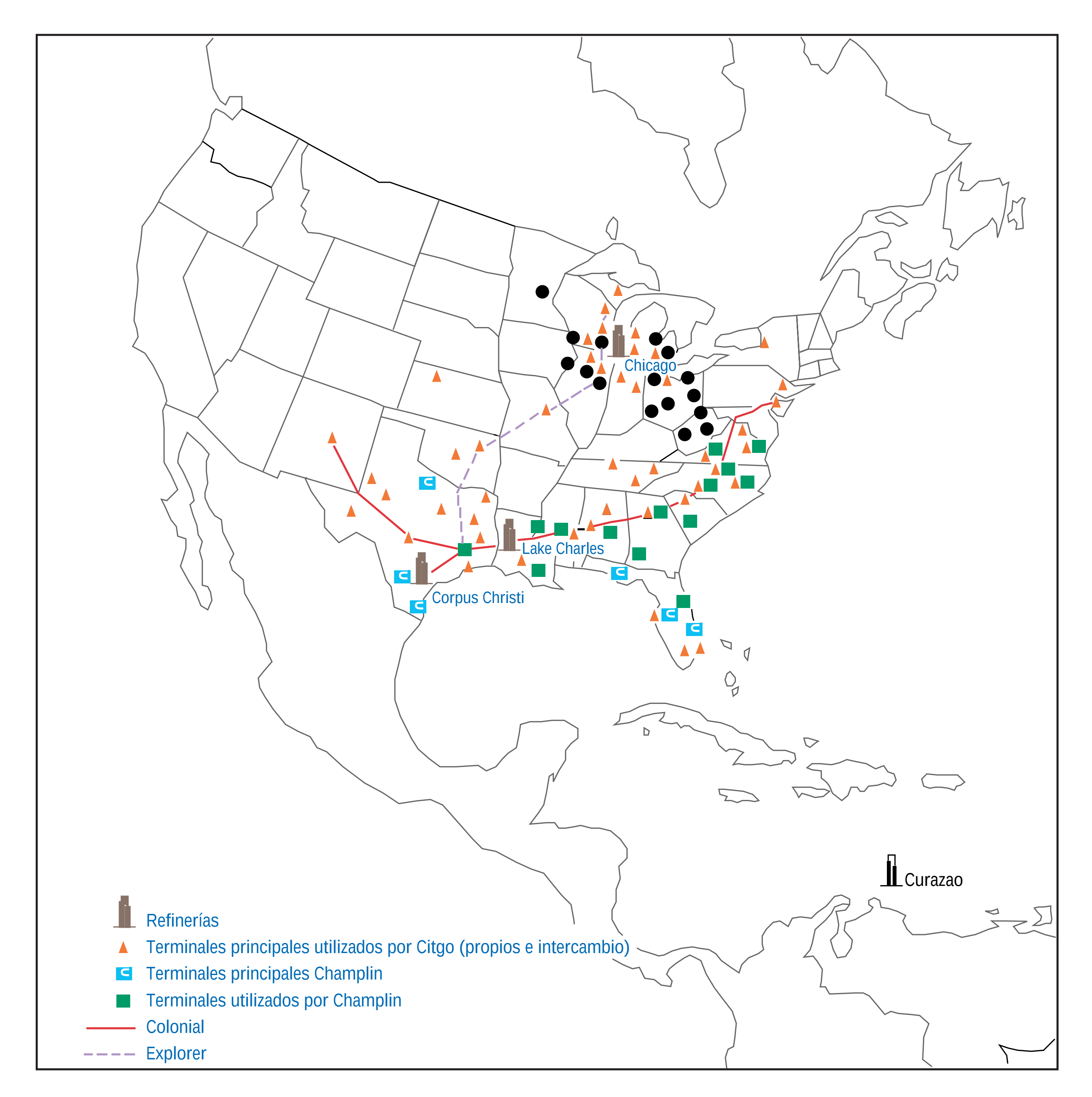


Fig. 13-4. Presencia de PDVSA en Estados Unidos y el Caribe.

subsidiaria Champlin Petroleum Company, firmaron en marzo un acuerdo y constituyeron la Champlin Refining Company, de la cual PDVSA es propietaria de sus haberes, inclusive activos de refinación en Corpus Christi, Texas, más un sistema de distribución y mercadeo.

La refinería de Corpus Christi cuenta con un complejo de instalaciones de alta conversión, capaz de elaborar 80 % de productos blancos. La capacidad de procesamiento del complejo es de 165.000 b/d y mediante compromiso contractual PDVSA suministrará 130.000 b/d de crudos y 10.000 b/d de productos intermedios. Además, PDVSA tiene la opción de suministrar la totalidad de la capacidad de la refinería.

Entre las instalaciones de Corpus Christi están la planta productora de aditivos (MTBE) para aumentar el octanaje de las gasolinas y una planta petroquímica de 8.000 b/d de capacidad. Para la distribución de productos se dispone de poliductos y la vía marítima. Se cuenta con 51 plantas de distribución, entre propias y de intercambio. El mercado al que abastece Champlin cubre 10 estados, entre ellos Texas, Louisiana, Florida, Virginia y Mississippi, que representan 70 % del total de las ventas.

• En 1989 se firmó una prórroga hasta 1994 del contrato de arrendamiento de la refinería de Curazao, lo cual permitió planificar y proyectar las futuras operaciones de las instalaciones con mayor certeza.

• Las asociaciones, participaciones y adquisiciones efectuadas por PDVSA durante los últimos tres años reforzaron mundialmente la capacidad y el prestigio de Venezuela en el negocio de los hidrocarburos. En 1988, PDVSA ejerció la opción contractual para adquirir 50 % de la propiedad de Champlin perteneciente a la empresa Union Pacific. La nueva empresa lleva el nombre de Champlin Refining and Petrochemicals Inc.

• Por otro lado, PDVSA suscribió preconvenio con la empresa estadounidense Unocal Corporation para formar una empresa mixta de refinación y mercadeo para servir a los estados centrales del norte de los Estados Unidos. La negociación incluye una refinería cerca de Chicago, a la cual PDVSA abastecería 135.000 b/d de crudos. Además, esta nueva negociación abarcará también una red de distribución de 4.000 puntos de venta, oleoductos, poliductos, y plantas de distribución.

• Al final del quinquenio se lograron asociaciones y adquisiciones muy importantes. PDVSA y la Standard Oil Company of California (UNOCAL) constituyeron con propiedad en partes iguales la empresa Uno-Ven, la cual opera en 12 estados del Medio Oeste de Estados Unidos, tiene una refinería de conversión profunda con capacidad de procesamiento de 153.000 b/d, una planta de mezcla y envasado de lubricantes con cuatro terminales asociados, 12 terminales de distribución de combustibles para automotores, una terminal para combustibles de aviación, 131 estaciones de servicio propias y acceso a otras 3.300 propiedad de particulares. Uno-Ven recibirá 135.000 b/d de crudos por parte de PDVSA.

PDVSA, empresa mundial de energía

Al terminar el quinquenio 1985-1989, PDVSA se proyectó en el mundo como un fuerte suplidor de energía con empresas propias, asociaciones, arrendamientos y extensas instalaciones en Europa, Estados Unidos y el Caribe para servir a sus clientes.

Todo esto fue el resultado de una visión empresarial que comenzó primero por robustecer (1976) a PDVSA y sus filiales mediante programas fundamentales de racionalización y organización de las operaciones de las 14 filiales originales; fortalecimiento de la capacidad de respuesta corporativa a las metas de producción, despachos y entregas de crudos y/o pro-

ductos. La segunda fase consistió en iniciar (1983) las gestiones de internacionalización descritas.

La tecnología propia, desarrollada por Intevep, logró el combustible Orimulsión®, adelantos en el diseño y formulación de catalizadores, diseño de varios procesos de conversión profunda aplicables a la refinación de crudos pesados/extrapesados y más de 400 patentes que incluyen técnicas aplicables a las operaciones petroleras.

PDVSA añadió también a su cartera de operaciones la petroquímica. Su filial Pequiven (1978) reorganizó y puso a funcionar comercialmente los complejos de Morón y El Tablazo. Mediante asociaciones con empresas y capitales nacionales y/o extranjeros promovió la formación de empresas mixtas que son un éxito empresarial y constituyen un emporio industrial.

Por otra parte, al crear PDVSA a Carbozulia (1986) asumió la explotación y comercialización de los yacimientos carboníferos del Guasare, estado Zulia. A medida que progresaron los trabajos, Carbozulia comenzó a formar empresas mixtas con recursos extranjeros y locales. En 1989, las exportaciones de carbón del Guasare sumaron 1.500.000 toneladas.

Catorce años sirviendo al país, 1976-1989

Al cumplir Petróleos de Venezuela y sus filiales catorce años al servicio de Venezuela, los resultados logrados son más que satisfactorios. La industria venezolana de los hidrocarburos se robusteció, se expandió y conquistó un puesto de vanguardia entre el grupo de empresas petroleras multinacionales más poderosas del mundo. Es más, PDVSA tiene relaciones y asociaciones operacionales y comerciales con varias de esas empresas.

Debe tenerse en cuenta que en los primeros años de actuación, PDVSA y sus filiales tuvieron que reorganizarse, fortalecerse y coordinar sus operaciones para crecer y mantener a Venezuela en los primeros puestos como exportadora tradicional de grandes volúmenes de hidrocarburos. Simultáneamente, PDVSA tuvo que incursionar estratégicamente en los mercados extranjeros más importantes con instalaciones propias para dar a conocer sus símbolos por el mundo y servir directamente a la clientela.

Además de las operaciones de las filiales en el territorio nacional, el acercamiento y relaciones más estrechas de éstas con las empresas locales de manufactura y de servicios fortalecieron el desarrollo industrial del país. Los logros obtenidos fueron obra de las iniciativas, asesoramiento y recursos de PDVSA a través del Registro Unico de Contratistas, el Registro de Calidad dirigido por Intevep, el Programa de Asistencia al Fabricante y el Programa de Venezolana Promotora de Exportaciones (VEPROX). Y, aunado a todo eso, la orientación, formación, educación y desarrollo del personal de la industria y entes afines, a través de la organización de Recursos Humanos y los centros de adiestramiento como el INAPET (1976-1983) y el CEPET (1983-1995) antecesores del CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, nueva filial creada el 7 de diciembre de 1995, y cuya acta constitutiva dice: ... “para realizar cualquier actividad que tienda a la educación, formación, adiestramiento y desarrollo del personal de todos los niveles de Petróleos de Venezuela S.A. y sus empresas filiales”.

Las páginas que siguen resumen aspectos interesantes de las actividades de Petróleos de Venezuela y sus filiales en el período 1990-1996.

V. Los Años 1990-1996

Al finalizar 1996, PDVSA y sus filiales cumplieron veintiún años de servicios al

país. En los últimos siete años de la jornada se consolidaron mucho más todas las realizaciones anteriores y se fomentaron y abrieron nuevas perspectivas que han fortalecido y ampliado los negocios de PDVSA, en Venezuela y en el extranjero.

En 1990 se aumentó la capacidad de la petroquímica en el país para responder a la utilización e industrialización interna de los hidrocarburos. En Venezuela, Pequiven y las empresas mixtas asociadas produjeron 2.270.000 toneladas y 1.018.000 toneladas, respectivamente. En el extranjero, en las empresas petroquímicas propias o en participación, la producción fue de 3.530.000 toneladas.

Las proyecciones cumplidas en otros renglones cubrieron la puesta en marcha de la planta de BTX (benceno, tolueno, xileno) en la refinería de El Palito, estado Carabobo; la construcción de la planta de propileno en el complejo petroquímico Zulia-El Tablazo; el comienzo de operaciones de los servicios industriales en el complejo Jose, estado Anzoátegui, y el inicio de las operaciones de la planta de MTBE en el mismo complejo. En el complejo petroquímico Morón, estado Carabobo, se rehabilitó la planta de ácido fosfórico.

Respecto a la utilización y comercialización del gas natural licuado (GNL) en el oriente del país, se definieron las bases, en primer término aprobadas por el Ejecutivo Nacional y luego por el Congreso Nacional. Los socios en el proyecto “Cristóbal Colón”, y la corresponiente participación, son Lagoven 33 %; Shell 30 %; Exxon 29 % y Mitsubishi 8 %. El gas natural objeto de este proyecto es responsabilidad de Lagoven, y está ubicado costafuera de la península de Paria y al este de Margarita, en la zona gasífera de gran extensión denominada Patao. Se estima que la inversión para desarrollar este proyecto será de unos US$ 3.000 millones.

Otra obra importante terminada para transportar gas natural de oriente al centro del país fue el gasducto NURGAS (nueva red de gas), de 545 kilómetros de longitud y capacidad diaria de transporte de 18 millones de metros cúbicos de gas.

Para atender la expansión de actividades de la corporación, se crearon las filiales PDV Marina y PDV Insurance.

Entre los programas de colaboración y asistencia al público se crearon los Módulos Integrados de Desarrollo Agrícola (MIDA) para asesorar y servir a los agricultores.

En el exterior, nuestra empresa Citgo incorporó 1.271 nuevas estaciones de servicio en el mercado de los Estados Unidos y aumentó este año sus ventas de gasolinas en ese mercado en 16 % (el mercado creció 3 % durante el año). Además, Citgo adquirió el 50 % de la refinería Seaview, ubicada en Paulsboro, New Jersey, Estados Unidos, para procesar 44.000 b/d de crudos extrapesados y 40.000 b/d de crudos livianos.

Para ampliar las instalaciones de almacenamiento en ultramar, PDVSA adquirió la terminal de Freeport en las islas Bahamas a través de su empresa Baproven. Las instalaciones tienen capacidad para almacenar 12 millones de barriles de hidrocarburos, y posibilidad de ampliar ese volumen a 20 millones de barriles.

Penetración de mercados

A lo largo del tiempo y de la historia de la industria de los hidrocarburos, el comportamiento del mercado ha gobernado la demanda y la producción. Esta relación influye en los precios de crudos y productos. Si aumenta imprevisiblemente la demanda y no hay suficiente producción disponible, suben rápidamente los precios. Si disminuye la demanda, los precios tienden a bajar. En uno u otro caso la reacción no se hace esperar. Por tanto, siempre hay un cierto grado de incertidumbre so-

bre el comportamiento del mercado y la predicción de la demanda a muy largo plazo. Estas son muestras de los riesgos que, entre otros, enfrenta la industria.

En 1991, PDVSA siguió fortaleciendo su capacidad productiva en el país y en el exterior. En Venezuela subió su potencial de producción de crudos a 2,8 millones de barriles diarios y las reservas probadas contabilizaron 62.650 millones de barriles. Las exportaciones fueron 1.382.000 b/d de crudos y 736.000 b/d de productos, y el mercado interno consumió 552.000 b/d de hidrocarburos, inclusive los del gas natural.

La contribución del año al Fisco Nacional fue de 517.310 millones de bolívares. En octubre de este año, el Ejecutivo Nacional, tomando en cuenta todos los aspectos del negocio petrolero, optó por comenzar en 18 % la reducción del Valor Fiscal de Exportación. Este precio *ad valórem* de mercado le fue impuesto a la industria en marzo de 1971.

En el exterior, las gestiones de PDVSA continuaron progresando satisfactoriamente. Citgo adsorbió totalmente a Champlin Refining and Petrochemicals Inc., a partir del 1° de enero de 1991, y adquirió el segundo 50 % de Seaview Oil Company en febrero de 1991, lo cual significó fortalecer la posición venezolana en el mercado del asfalto.

En Alemania se concretó un acuerdo con Veba Oel A.G. para adquirir parcialmente la refinería de Schwedt y mayor participación en la de Neustadt. En cinco refinerías alemanas con capacidad de procesamiento de 656.000 b/d, PDVSA tiene participación de 193.720 b/d. En Estados Unidos dispone de 645.500 b/d. En Bélgica 7.500 b/d. En Suecia 18.500 b/d. Total 865.220 b/d de capacidad, más 310.000 b/d en Curazao o sea un gran total de 1.175.220 b/d y en Venezuela 1.182.000 b/d de capacidad en siete refinerías. Estas cifras son muy respetables y describen el perfil de PDVSA en el negocio petrolero mundial.

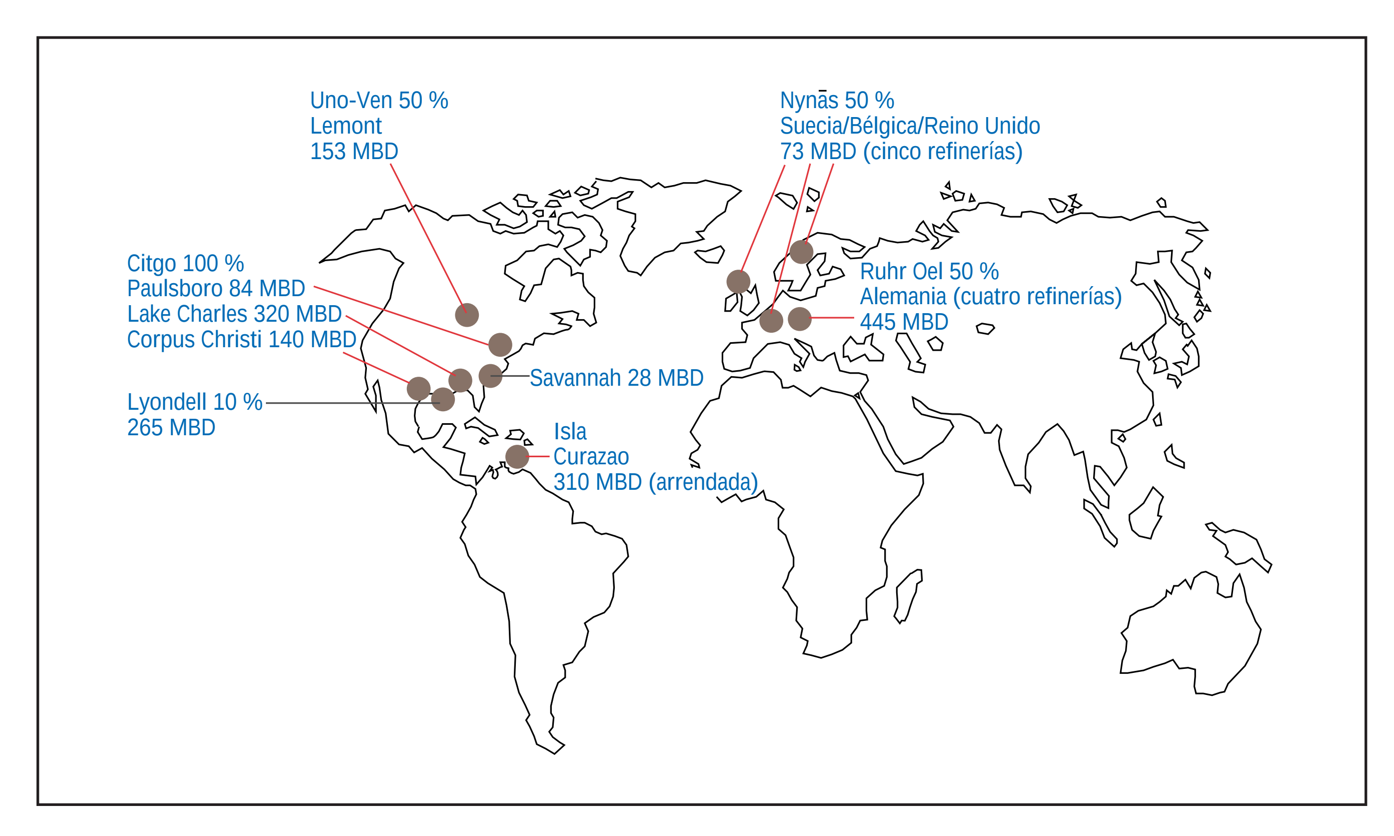


Fig. 13-5. Sistema de refinación internacional de PDVSA. Participación y capacidad de refinación.

Más asociaciones, más oportunidades

En la industria de la energía de fuentes naturales convencionales (carbón, bitúmenes, gas natural, petróleo y petroquímica) existe marcada competencia por los mercados. Miles de empresas están en el negocio pero es excepcional que alguien pueda actuar solo. Los riesgos son muchos y determinadas oportunidades exigen gran variedad de recursos.

Todo lo dicho antes conduce a que las oportunidades que se presentan fomentan asociaciones para realizar mancomunadamente experimentos y/o desarrollos científicos o tecnológicos, diseñar planes y programas para expandir instalaciones, iniciar operaciones en áreas específicas, o formar nuevas empresas.

En los años 1976-1991, PDVSA y sus filiales fortalecieron su capacidad empresarial y operativa en Venezuela pero, sobre la marcha, el mismo año 1976, comenzaron a desplegar su habilidad y capacidad para aumentar su presencia en el extranjero. Los resultados están a la vista. Venezuela ha demostrado que hoy es una fuente de energía segura, de mayores proporciones y más expectativas que antes de 1976.

En 1992, PDVSA orientó sus esfuerzos a consolidar más y mejor su solidez financiera, mediante acciones y medidas de reducción de costos, disminución de la deuda y mejor utilización de los recursos para optimar el capital de trabajo. La rebaja de 18 % que el Ejecutivo Nacional y el Congreso concedieron a PDVSA en la aplicación de Valor Fiscal de Exportación también ayudó a mostrar mayores ingresos netos por ventas de crudos y productos en el exterior.

Se anunció la **política de apertura a la participación del capital privado nacional y extranjero**, orientada específicamente a programas de operaciones para campos marginales y, a la larga, concertar contratos de servicios y asociaciones estratégicas, según pautas que resulten aprobadas por el Ejecutivo Nacional y el Congreso de la República. Los contratos tendrán veinte años de vigencia. Los hidrocarburos producidos y los activos que adquieran los contratistas para la realización de estas actividades serán propiedad de las filiales (PDVSA, Informe Anual, 1992, Nota 9, p. 68).

En efecto, los primeros contratos de servicio se firmaron entre la empresa japonesa Teikoku y Corpoven para zonas en la parte oriental del estado Guárico; entre Lagoven y el consorcio de las firmas estadounidense Benton y la venezolana Vinccler para zonas en Monagas. Gestiones importantes se realizaron para diseñar proyectos conducentes al mejoramiento de la calidad de crudos de la Faja del Orinoco, mediante la firma de 11 cartas de intención con empresas alemanas, estadounidenses, francesas, inglesas, italianas y japonesas. Todas estas empresas participan en los mercados de sus respectivos países y en otros del mundo. Individual o en conjunto, estos mercados importan grandes volúmenes de hidrocarburos que interesan a Venezuela.

En 1992, las exportaciones de crudos y productos venezolanos fueron de 1.429 MBD y 625 MBD, respectivamente. El volumen diario de 2.954.000 barriles, 65,3 % fue a Norteamérica, 11,7 % a Europa y 0,3 % al Japón. Centro América/Caribe, Suramérica y otros recibieron 22,7 %.

El desarrollo interno de la industria en Venezuela prosiguió a ritmo normal en todas las actividades de exploración, perforación, producción, transporte, refinación/manufactura, mercadeo, investigaciones y comercialización. Las reservas probadas de crudos sumaron 63.330 millones de barriles y las de gas natural 3.650.000 millones de metros cúbicos.

En Estados Unidos, Citgo inició gestiones para comprar una refinería de asfalto en Savannah, Georgia, y asegurar la venta de hasta 15.000 b/d de crudos extrapesados. También manifestó intenciones de adquirir participación

en la refinería de Lyondell, en Houston, para colocar 130.000 b/d de crudos pesados y, tres años después, aumentar esta cantidad a 200.000 b/d. En 1992, la capacidad de refinación instalada de Citgo en Estados Unidos sumó 640.500 b/d, 5.000 b/d menos que en 1991, en cuatro refinerías ubicadas en: Texas 160.000 b/d; Louisiana 320.000 b/d; Illinois 76.500 b/d; y New Jersey 84.000 b/d.

En Europa, la empresa Nynas, en la cual PDVSA tiene 50 % de participación, compró totalmente la refinería de Dundee, en Escocia, y adquirió 50 % de la refinería Eastham, en Inglaterra. Ambas negociaciones se hicieron con la empresa británica Briggs Oil.

Dinámica petrolera venezolana

PDVSA y sus filiales han mantenido, desde el mismo momento del inicio de sus actuaciones, una dinámica petrolera amplia que ha robustecido y extendido la capacidad operativa de la industria venezolana de los hidrocarburos de manera extraordinaria, tanto dentro del país como en el extranjero.

Las cifras que siguen (Tabla 13-9) revelan los ingresos recibidos por la Nación como única dueña y accionista de la corporación y sus filiales. Respecto a los impuestos pagados al Fisco, se incluyen los de ventas de exportación, impuestos por consumo de productos refinados, Impuesto sobre la Renta (ISLR) y los impuestos regulares que comprenden impuestos superficiales (áreas asignadas para exploración/explotación de hidrocarburos); explotación de azufre, gas natural y petróleo; derechos de aduana (arancelarios de importación, derechos consulares, de caleta y de pilotaje, habilitaciones de aduana, de sanidad y de capitanía de puerto, timbres fiscales y papel sellado nacional y servicios de remolcadores); patente de vehículos, derechos de frente, timbres fiscales, papel sellado en general y otros; tasa de licencia de aviones, estaciones de radio, seguro social venezolano, impuesto de patronos, INCE.

La industria petrolera y las comunidades

Las relaciones de la industria con las áreas donde realiza las operaciones son muy importantes para ambas. Existe una mutua interdependencia que converge hacia el desarrollo social en educación, salud, cultura, deporte, investigación, conservación del medio ambiente, la calidad de vida y la autogestión de las comunidades.

A lo largo de los años, la industria ha participado a motu propio en muchas iniciativas y ha contribuido también con los gobiernos locales y el gobierno nacional en pro del bienestar de las regiones petroleras. Ejemplos huelgan en la construcción de campamentos y ciudades petroleras, dotados de las comodidades básicas modernas; construcción de vías de comunicación, escuelas, iglesias, e instalaciones deportivas; construcción de dispensarios, clínicas, hospitales y promoción de servicios particulares de la salud.

Tabla 13-9. Resultados financieros, MMBs. Participación porcentual

Períodos	Nación (A)	Industria (B)	Relación A/B
1976-1979	120.092	30.267	80/20
1980-1984	271.089	62.354	81/19
1985-1989	563.181	127.977	81/19
1990-1996	7.735.982	3.795.966	67/33
Total	**8.690.344**	**4.016.564**	**68/32**

Fuentes: PDVSA, Informe Anual, años correspondientes.
MEM-PODE, años correspondientes.

Las experiencias más reveladoras de las gestiones realizadas son las concernientes a la educación, empleo, formación y desarrollo de los recursos humanos. Jóvenes de diferente sexo siguen preparándose en las escuelas de las empresas. Las empresas han patrocinado y continúan patrocinando a miles de jóvenes para que realicen estudios en centros superiores de educación, aquí o fuera del país. Muchos egresados de estos programas comienzan a trabajar y a hacer carrera en la industria hasta cumplir edad de jubilación. Durante sus años de servicio, muchos llegan a desempeñar cargos directivos en la empresa que los ayudó a formarse. Las modalidades de preparación del recurso humano son hoy más importantes que nunca.

El atletismo y los deportes han sido siempre patrocinados por las empresas. Los atletas han clasificado en diferentes tipos de competencias locales, regionales, nacionales e internacionales. Renombrados atletas venezolanos, que han demostrado tener fibra de campeones, se formaron en los campos petroleros. Otra página de iguales conquistas y merecimientos pertenece a los tantos pintores que anualmente concurren a las exposiciones patrocinadas por las empresas.

Cada año más futuro

Cada año, la tarea consuetudinaria de la preparación, presentación, discusión y aprobación del presupuesto de cada organización de la empresa, refleja y representa la proyección de los planes actuales y futuros del negocio. En las cifras y las acciones a tomar están las respuestas a la pregunta: ¿Cómo prepararse para tener más futuro?

El negocio de los hidrocarburos requiere mucho dinero para atender inversiones, gastos y costos de todas las operaciones propiamente dichas y de las funciones de apoyo. Todos los años hay que remozar o reemplazar viejas instalaciones o construir nuevas de raíz para mantener la eficiencia funcional y la productividad del negocio.

En países que poseen una industria petrolera madura, como Venezuela, que todavía es muy fuerte pero necesita mucho mantenimiento y, por otro lado, explora, descubre nuevos yacimientos y/o cuencas geológicas, la tarea es doble: atender debidamente lo viejo, para obtener el mayor provecho posible, y desarrollar lo nuevo, utilizando las tecnologías más avanzadas aplicables.

En estas apreciaciones debe tomarse muy en cuenta la historia de la empresa: logros, errores y fracasos. También hay que tener presente la capacidad, habilidad, competencia y experiencia del personal de la organización. Además, para garantizar la productividad total deseada y afianzar más el futuro, hay que utilizar idóneamente los recursos financieros y materiales con que cuenta la empresa.

La siguiente Tabla 13-10 recopila las cantidades dispuestas por PDVSA y sus filiales para inversiones en el período 1976-1995.

Tabla 13-10. Nuevas inversiones de PDVSA y sus filiales, MMBs.

Años	Producción	Transporte	Refinerías	Ventas	Otros	Total
1976	1.205	-	28	21	66	1.320
1977	1.844	14	163	76	126	2.223
1978	2.701	249	740	92	304	4.086
1979	3.909	-	1.820	117	89	5.935
1980	5.606	38	2.952	277	173	9.046
1981	8.194	1.171	2.604	307	279	12.555
1982	12.115	289	2.584	309	479	15.776
1983	10.054	600	772	282	599	12.307
1984	9.219	42	539	361	767	10.928
1985*	8.808	51	640	953	536	10.988
Total	**63.655**	**2.454**	**12.842**	**2.795**	**3.418**	**85.164**
1986	9.558	74	1.133	1.267	2.966	14.998
1987	11.486	53	1.973	1.592	1.603	16.707
1988	17.437	119	2.811	2.482	1.640	24.489
1989	31.626	85	7.094	3.498	17.709	60.012
1990	64.595	1.180	12.009	5.883	31.899	115.566
1991	125.873	2.373	20.447	8.053	44.888	201.634
1992	175.243	785	53.685	5.608	36.263	271.584
1993	218.430	1.278	85.180	4.286	16.761	325.935
1994	337.240	4.822	198.727	5.494	35.992	582.275
1995	595.338	7.945	272.431	15.532	48.291	939.537
Total	**1.586.826**	**18.714**	**655.490**	**53.695**	**238.012**	**2.552.737**

* A partir de 1985 se incluyen inversiones en el extranjero.

Cambio: 1992: Bs. 69,29/US$1; 1993: Bs. 92,31/US$1; 1994: Bs. 153,93/US$1; 1995: Bs. 176,46/US$1; 1996: 474,85/US$1.

Fuentes: MEM-PODE, 1985, p. 141; 1995, p. 110.
PDVSA, Informe Anual, 1993, p. 59; 1996, p. 76.

En 1993, PDVSA y sus filiales concretaron la orientación de los planes de la industria para la próxima década. Además de las metas operacionales, figuró como renglón muy importante la **política de apertura de participación del sector privado venezolano y extranjero**.

Ese año, hubo estancamiento mundial en la demanda de petróleo y en consecuencia el precio de los crudos bajó. Hubo más oferta que demanda. En 1993, la producción total de crudos, condensado y LGN de Venezuela fue de 2.563 MBD pero el potencial disponible sumó 2.873 MBD. Sin embargo, la presencia y participación de Venezuela en los mercados del mundo siguió aumentando.

También ese año, el Congreso Nacional aprobó el proyecto “Cristóbal Colón” y las bases de los dos primeros convenios de asociación para el desarrollo integrado de la Faja del Orinoco, y el convenio de explotación de las reservas de gas natural costafuera al norte de la península de Paria, estado Sucre, en la nueva provincia geológica al este de Margarita. En este convenio participan Lagoven, Shell, Exxon y Mitsubishi. También se aprobaron los convenios de asociación Maraven-Conoco y Maraven-Total-Itochu-Marubeni.

La flota incorporó seis nuevos tanqueros de la clase Lakemax. El mercado interno utilizó un promedio equivalente a 613.000 barriles por día de hidrocarburos, 6 % más que el año anterior. Las exportaciones de carbón del Guasare y las de Orimulsión® aumentaron 72 % y 14 %, 3.615.000 toneladas métricas y 1.954.000 toneladas métricas, respectivamente. Estos logros resultan de los planes e inversiones hechas oportunamente para mantener la corporación fuerte y afianzando su futuro.

Un trienio pujante, 1994-1995-1996

Debe recordarse que durante dieciocho años (1976-1993), PDVSA y sus filiales se dedicaron a estructurar, organizar, racionalizar, afianzar, ampliar y consolidar las actividades de una industria petrolera nacional de grandes dimensiones y, a la vez, año tras año, crear las condiciones para un futuro promisor. Se inició de inmediato (1976) el fortalecimiento de relaciones con clientes tradicionales y se procedió a aumentar la lista de importadores de crudos y/o productos con nuevos clientes para fortalecer cada vez más la presencia del negocio de hidrocarburos venezolanos en el exterior.

En 1976, la industria petrolera nacional hizo inversiones de capital por 28 millones de bolívares, y en propiedades, plantas y equipos tenía 25.988 millones de bolívares (cambio promedio de moneda Bs. 4,24/US$1). En 1993, los desembolsos por inversiones fueron por 325.935 millones de bolívares y como patrimonio en propiedades, plantas y equipos tenía, en Venezuela y en el extranjero, 1.311.226 millones de bolívares (cambio promedio de moneda Bs. 106,24/US$1).

Para Petróleos de Venezuela y sus filiales, el trienio 1994-1995-1996 representó una etapa de mayor participación en el escenario petrolero mundial por su capacidad y eficiencia operativa, no obstante los altibajos registrados aquí y en el exterior.

En 1994, la precaria situación financiera del país comprometió las actividades fiscales del Gobierno, lo cual repercutió negativamente en las inversiones públicas y las del sector privado. La inflación también contribuyó al debilitamiento del poder adquisitivo del venezolano. El sistema bancario entró en crisis y el Gobierno tuvo que aportar dinero para contrarrestar la situación. La moneda sufrió depreciaciones, lo cual afectó más el poder de compra del venezolano. Ver Tabla 13-10, Cambio, para relacionar el bolívar con el dólar estadounidense y apreciar su significado en las transacciones de PDVSA y el comercio del país.

Por otro lado, la producción mundial de crudos en 1994 fue de 60.469 MBD o 740.000 BD más que en 1993. La producción de crudos de Venezuela en 1993 y 1994 fue de 2.475 y 2.617 MBD, respectivamente, pero los precios no aumentaron ni reflejaron el incremento en la producción mundial. En el caso de Venezuela, el valor promedio de exportación de crudos y productos fue de $ 15,47 por barril en 1993 y $ 14,29 por barril en 1994 (MEM-PODE, p. 97).

Sin embargo, los aspectos positivos de la industria petrolera nacional fueron: alcanzar la mayor producción de crudos, 2.617 MBD, en los últimos veinte años, y las reservas probadas de crudos sumaron 64.878 MMB, las de gas natural 3.967 $MMMm^3$, y las de carbón 983 millones de toneladas métricas. Las exportaciones de crudos y de productos fueron de 1.684 MBD y 635 MBD, respectivamente. La magnitud de las cifras son indicativas de la capacidad operativa de PDVSA y sus filiales.

El renglón sobresaliente de 1994 fue el **progreso de la apertura petrolera** para la reactivación de viejos campos petroleros. La producción del año, por trabajos hasta entonces realizados por siete empresas, fue de 58.000 barriles diarios.

La Tabla 13-11 identifica las empresas privadas que participan con las filiales operadoras de PDVSA en estos convenios operativos que tienen una duración de veinte años. La meta de producción diaria para fines de la década de los noventa es de 430.000 barriles.

Otro proyecto de mucha importancia para el país fue el de Gas Natural para Vehículos (GNV), para proteger la atmósfera de la contaminación de emisiones. Se propone la construcción de 200 puntos de venta en año y medio. En 1994 estaban en funcionamiento ocho expendios en el área metropolitana de Caracas.

Tabla 13-11. Programa de convenios operativos de campos petroleros

Filial	Empresa
Corpoven	
Guárico Occidental	Mosbacher Energy
Guárico Oriental	Teikoku Oil
Oritupano-Leona	Pérez Companc-Norcen-Corod
Quiamare-La Ceiba	Astra-Ampolex-Tecpetrol-Sipetrol
Sanvi-Güere	Teikoku Oil
Lagoven	
Jusepín	Total Exploration Production
Pedernales	British Petroleum
Quiriquire	Maxus-Otepi-British Petroleum
Uracoa-Bombal-Tucupita	Benton-Vinccler
Urdaneta Oeste	Shell de Venezuela
Maraven	
Colón	Corexland-Tecpetrol-Wascana-Nomeco
Desarrollo Zulia Occidental	Cía. Occidental de Hidrocarburos
Falcón Oeste	Samson-Vepica-Ingeniería 5020-Petrolago
Falcón Este	Pennzoil-Vinccler
Boscán	Chevron

Fuente: PDVSA, Informe Anual, 1994, p. 26; 1995, p. 29.

En 1995, la producción mundial de crudos alcanzó 60.452 MBD, una leve disminución con respecto a la de 1994 que fue de 60.469 MBD. Venezuela produjo 2.617 MBD en 1994 y 2.799 MBD en 1995. En ese año, el barril exportado por Venezuela tuvo un valor de $ 14,84. El precio promedio del barril de exportación de crudo y productos fue de $ 15,43 en 1995 y $ 14,29 en 1994, lo cual indica que Venezuela tuvo un buen año de producción y de ventas en el exterior. La contribución al Fisco Nacional fue de 1 billón 140 mil 375 millones de bolívares.

Las reservas probadas de petróleo alcanzaron a 66.328 MMB y las de gas natural a 4.065 MMMm^3, cifras que colocan al país entre los más importantes poseedores de recursos energéticos del mundo. En función del poder calorífico comparativo entre el petróleo y el gas, las reservas de gas natural mencionadas equivalen a 24.748 millones de barriles de petróleo.

Entre los proyectos relevantes del año 1995 se contaron los siguientes:

• La terminación de la segunda fase de ampliación del Complejo Criogénico de Oriente, que representa una capacidad de separación de 28.000 b/d de hidrocarburos de las corrientes de gas natural. Este volumen y el de la primera fase de la ampliación del complejo dan un total de 64.000 b/d adicionales. La extracción de líquidos del gas natural es muy importante para el país y representa un aspecto del aprovechamiento comercial de tan importante materia prima. En 1995, la extracción de líquidos, incluyendo el etano, fue de 162.700 b/d.

• Los programas de reactivación de campos petroleros aportaron 115.000 b/d de crudos en 1995 al potencial general de PDVSA. Once de los 14 convenios operativos suscritos están marchando. La inversión global representó 140 mil millones de bolívares y generación de empleo directo para 6.000 personas. Las empresas involucradas efectuaron 67 % de sus compras en el país.

• Los proyectos de producción y mejoramiento de crudos de la Faja del Orinoco, a través de las asociaciones estratégicas ofrecen magníficas perspectivas. Maraven y la empresa estadounidense Conoco acordaron la primera asociación estratégica para desarrollar

Tabla 13-12. Esquema de ganancias compartidas. Características de las áreas ofrecidas

Nombre del área	Ubicación	Tamaño (km^2)	N° de bloques (completos/ parcial)	Años Duración (inicial + renovación)	Programa de trabajo 2D (km)/3D km^2/pozos	Costo estimado del programa de trabajo US$ MM
Catatumbo	Zulia/Mérida	2.155	17/0	4 + 4	400/ nil /2	20
La Ceiba	Trujillo/Mérida/ Zulia	1.742	9/8	5 + 4	300/250/3	50
Guanare	Portuguesa	1.898	15/0	5 + 3	1.000 / nil /4	30
San Carlos	Cojedes/ Portuguesa	1.771	14/0	3 + 3	1.000 / nil /2	20
El Sombrero	Guárico	2.024	16/0	3 + 3	1.100 / nil /2	20
Guarapiche	Monagas/ Sucre	1.960	14/3	5 + 4	700 / nil /3	60
Golfo de Paria Oeste	Este de Venezuela	1.137	8/1	4 + 4	1.000 / 300 /2	30
Golfo de Paria Este	Este de Venezuela	1.084	6/5	4 + 4	1.000 / 3000 /2	30
Punta Pescador	Delta Amacuro	2.046	14/4	4 + 4	1.100 / 300 /2	40
Delta Centro	Delta Amacuro	2.138	17/0	5 + 4	1.300 / nil /3	60

Fuente: PDVSA, 1996.

Tabla 13-13. Esquema de ganancias compartidas. Resultado de la licitación de nuevas áreas exploratorias

Area	Consorcio
La Ceiba	Mobil (EE.UU.)* Veba (Alemania) Nippon (Japón)
Golfo de Paria Este	Enron Oil & Gas (EE.UU.)* Inelectra (Venezuela)
Golfo de Paria Oeste	Dupont Conoco (EE.UU.)*
Guanare	Elf Aquitaine (Francia)* Dupont Conoco (EE.UU.)
Guarapiche	British Petroleum (Reino Unido)* Amoco (EE.UU.) Maxus (Argentina)
San Carlos	Pérez Companc (Argentina)*
Punta Pescador	Amoco (EE.UU.)*
Delta Centro	L.L. & E. Co. (EE.UU.)* Norcen (Canadá) Benton (EE.UU.)

* Empresa operadora

Fuente: PDVSA, Informe Anual, 1996, pp. 26-27.

y producir 104.000 b/d de crudo mejorado, 3.000 tm/d de coque y 200 tm/d de azufre del área de Zuata.

• El proyecto “Cristóbal Colón”, suscrito en 1994 entre Lagoven y sus socios internacionales Shell, Exxon y Mitsubishi, continuó siendo objeto de las actividades previstas en el convenio. El proyecto contempla el procesamiento y mercadeo de 27 millones de metros cúbicos diarios de gas del área costafuera al norte de la península de Paria.

• Expectativas de la expansión económica y demográfica mundial apuntan que para el año 2005, la demanda de energía crecerá 2 % anual y se producirán unos 81 millones de barriles diarios de petróleo. Esto significa que, para entonces, la producción venezolana de crudos debe estar en el orden de los 5,5 millones de barriles por día.

Crecimiento de la corporación

Las actividades de PDVSA (Tabla 13-14) abarcan un amplio panorama empresarial en Venezuela y en el exterior.

El sostenido y escalonado esfuerzo de veintiún años, 1976-1996, cubrió etapas que en conjunto sirvieron para afianzar la continuidad operativa y la creciente fortaleza de la empresa. Estas etapas pueden resumirse así:

1976-1977

Transición, consolidación y racionalización.
(Ver Tablas 13-1 y 13-2).

1978-1984

Organización y capacidad operativa.

1985-1989

Internacionalización. Presencia en Europa, Estados Unidos y el Caribe.
(Ver Figuras 13-3 y 13-4).

1990-1996

Marcados avances en la capacidad de producción de crudos; mayor capacidad y diversificación en la refinación de hidrocarburos y producción de petroquímicos; utilización y comercialización del gas natural. Más asociaciones, más oportunidades (ver tablas 13-11 a 13-13).

Nuevos horizontes

El reto es grande y está aunado al papel que desempeña PDVSA en la economía nacional, además de tener la empresa la responsabilidad de mantener su competitividad empresarial y económica en los mercados mundiales, lo cual significa fortalecer más su posición de productor/exportador confiable de hidrocarburos y asegurar mayores ingresos (ver Tablas 13-8, 13-9 y 13-10).

La tradición de la presencia de los hidrocarburos venezolanos en los mercados mundiales durante más de ochenta años es parte esencial del comercio internacional del país. Esa presencia requiere ahora más atención y fortalecimiento al tomar en cuenta los acercamientos geopolíticos entre naciones, la regionalización del comercio y nexos entre países, la globalización de los negocios y los cambios sociales, culturales y económicos de los últimos quince años. Además, durante esos años, los avances científicos y tecnológicos han sido deslumbrantes y las predicciones son aún más asombrosas para el siglo XXI.

Los adelantos científicos y tecnológicos de los últimos años en la industria de los hidrocarburos y empresas conexas han sido espectaculares en exploración, perforación, producción, transporte, refinación/manufactura, mercadeo, ventas, comercialización e investigaciones. Los nuevos equipos, materiales y herramientas; las modificaciones en normas y prácticas de diseño, construcción, arranque y puesta en marcha de todo tipo de instalaciones; los avances y nuevas aplicaciones de la

Tabla 13-14. Actividades de la corporación (1995)

	Exploración	Producción	Refinación	Almacenamiento	Transporte Marítimo	Mercadeo	Petroquímica	Orimulsión	Carbón	Investigación y Apoyo Tecnológico
BITOR		■		■		■		■		
BOPEC				■						
BORCO				■						
CARBOZULIA						■			■	
CITGO			■	■		■	■			
CORPOVEN	■	■	■	■		■				
CVP	■									
DELTAVEN						■				
INTEVEP										■
LAGOVEN	■	■	■	■		■				
MARAVEN	■	■	■	■		■				
NYNAS			■	■		■				
PALMAVEN						■				
PDV MARINA					■					
PEQUIVEN						■	■			
ISLA			■	■						
RUHR OEL			■	■		■	■			
UNO-VEN			■	■		■	■			

Fuente: PDVSA, Informe Anual, 1995.

Otras actividades

BARIVEN	Compras y financiamiento
BISERCA	Bienes y servicios
CIED	Adiestramiento
INTERVEN	Control y seguimiento de negocios internacionales
PDV AMERICA	Inversiones
PDV EUROPA	Inversiones
PDV INSURANCE	Seguros corporativos
PDV UK	Inteligencia
SOFIP	Inversiones petroleras

computación e informática representan nuevas influencias en la dirección y gerencia del negocio petrolero. Todo esto está causando extensos cambios en las estrategias de las grandes empresas petroleras en sus propios países y en sus actividades internacionales.

VI. La Apertura Petrolera

Ni Venezuela ni PDVSA pueden permanecer indiferentes a las realidades actuales y a las perspectivas del futuro. Con la anuencia del Ministerio de Energía y Minas, del Ejecutivo Nacional y del Congreso Nacional, PDVSA formuló sus planes de apertura petrolera mediante convenios operativos para la reactivación de campos; asociaciones estratégicas para producir crudos en la Faja del Orinoco; asociación estratégica para la explotación de gas natural costafuera; impulso a la exploración de áreas prospectivas mediante el esquema de ganancias compartidas; creación de empresas mixtas en el área de Orimulsión; libre competencia en el mercadeo nacional; fortalecimiento y expansión de las actividades de empresas mixtas en petroquímica, habida cuenta de las experiencias iniciadas en 1960 y los resultados a partir de 1987; industrialización de los hidrocarburos bajo el esquema de propiedad compartida; explotación y comercialización del carbón con empresas mixtas para tener más cobertura empresarial en los mercados mundiales.

Los programas de convenios operativos de campos petroleros y los de nuevas áreas de exploración reforzaron a breve plazo el potencial global de producción de PDVSA y sus filiales. En 1996, la capacidad de producción llegó a 3,4 millones de barriles diarios y las reservas probadas a 72.574 millones de barriles, cifras que colocan a Venezuela en el sexto lugar entre los países con más reservas de petróleo.

En los comienzos de la industria, el establecimiento de empresas petroleras europeas y estadounidenses en países sin recursos tecnológicos y capacidad de manufactura requirió que los servicios industriales fueran responsabilidad de la propia empresa. Igual sucedió con la obtención de materiales, herramientas, equipos y el empleo de profesionales, técnicos y mano de obra calificada. Luego emergieron las empresas de servicios que en parte asumieron la responsabilidad de satisfacer las necesidades de las petroleras.

Hoy existen empresas de servicios que globalmente abarcan todos los requerimientos de las petroleras en todas sus actividades. Los adelantos y diversificación de empresas venezolanas de servicios, como la Genevap (filial de La Electricidad de Caracas) y la C.A. Gases Industriales de Venezuela, son ejemplos, junto con las empresas extranjeras, de que el país cuenta hoy con firmas que pueden asumir la contratación de la construcción y la operación de la generación y suministro de electricidad, vapor, agua, hidrógeno, nitrógeno, el manejo de productos especiales y servicios portuarios, entre otros. Todo este desarrollo y progreso de la capacidad industrial del país es parte de los esfuerzos de acercamiento y vinculación de PDVSA con las otras fuentes productivas de la nación.

Resultados positivos

Las primeras dos rondas (1993) de la apertura petrolera, en tres años y medio han significado para el país una inversión superior a los 2.000 millones de dólares, generación de unos 10.000 empleos directos y una producción adicional de crudos de 260.000 b/d.

La tercera ronda de la apertura petrolera, realizada durante los días 2 al 6, inclusives, de junio de 1997, tuvo gran éxito y repercusión mundial, tanto por la nacionalidad de las empresas participantes como por las

cantidades ofrecidas por los factores de valorización, o cuotas de participación, por cada una de las 18 áreas consideradas durante la ronda (Tabla 13-15). La cifra acumulada totalizó $ 2.171.719.344.

Las expectativas globales para el año 2006 auguran que las empresas privadas nacionales e internacionales, que manejan los campos mediante asociaciones, convenios y modalidades de la apertura petrolera (Figura 13-6) contribuirán 1,8 millones de barriles diarios de crudos a la producción venezolana para llevarla, aproximadamente, a un total de 5,5 millones de b/d o más.

Otro aspecto de la apertura petrolera son las oportunidades que la Sociedad de Fomento de Inversiones Petroleras (SOFIP) le está ofreciendo al pequeño inversionista para que participe en el negocio petrolero venezolano estatal. Recientemente, SOFIP creó otra modalidad de inversión en Exploración y Producción, Inversiones Colectivas (EPIC), para participar con hasta 10 % en los convenios operativos. Las adquisiciones que se ofrezcan al público serán cotizadas libremente en el mercado de capitales.

La apertura petrolera pone a Venezuela en marcha para participar activamente en el mercado mundial de los hidrocarburos en el siglo XXI.

Transformación de la corporación

A partir de 1990 se ha acentuado el enfoque petrolero mundial hacia la globalización y profundización de las relaciones entre las empresas privadas de hidrocarburos, las empresas de servicios afines, las empresas estatales y las mismas naciones que participan en el negocio como productoras/exportadoras de energía y los países importadores de crudos y productos. En los cambios y reajustes han desaparecido empresas, ha habido fusiones, ad-

Tabla 13-15. Resultado de la tercera ronda de convenios operativos

Campo	Empresa	País de origen	Monto ofertado MM$
Oriente			
Kaki	Inelectra-Arco-Polar	Venezuela-EE.UU.	60,0
Casma-Anaco	Cosa-Cartera de Inversiones-Phoenix	Venezuela	27,5
Maúlpa	Inelectra-Arco-Polar	Venezuela-EE.UU.	61,3
Mata	Pérez Companc-Jantesa	Argentina-Venezuela	111,5
Acema	Corepli-Pérez Companc	Venezuela-Argentina	41,0
Onado	CGC-Carmanah	Argentina-Canadá	90,2
Dación	Lasmo	Reino Unido	453,0
Boquerón	Union Texas-Preussag	EE.UU.-Alemania	174,7
Caracoles	China National Petroleum Corp.	China	240,7
Occidente			
La Concepción	Pérez Companc-Williams International	Argentina-EE.UU.	153,0
B-2X.68/79	Pennzoil-Cartera de Inversiones-Ehcopek-Nimir	EE.UU.-Venezuela-Arabia Saudita	46,0
Mene Grande	Repsol	España	330,0
LL-652	Chevron-Phillips-Statoil-Arco	EE.UU.	251,3
Ambrosio	Phillips	EE.UU.	31,1
La Vela Costa Afuera	Phillips-Arco	EE.UU.	1,0
B-2X.70/80	PanCanadian-Pennzoil	Canadá-EE.UU.	1,3
Cabimas	Preussag	Alemania	0,5
Cretácico Sur	No hubo ofertas	-	-
Bachaquero Sur Oeste	No hubo ofertas	-	-
Intercampo Norte	China National Petroleum Corp.	China	118,0

Fuentes: PDVSA, Informe Anual, 1996, p. 27.
Revista Nosotros, junio 1997, pp. 8-9.

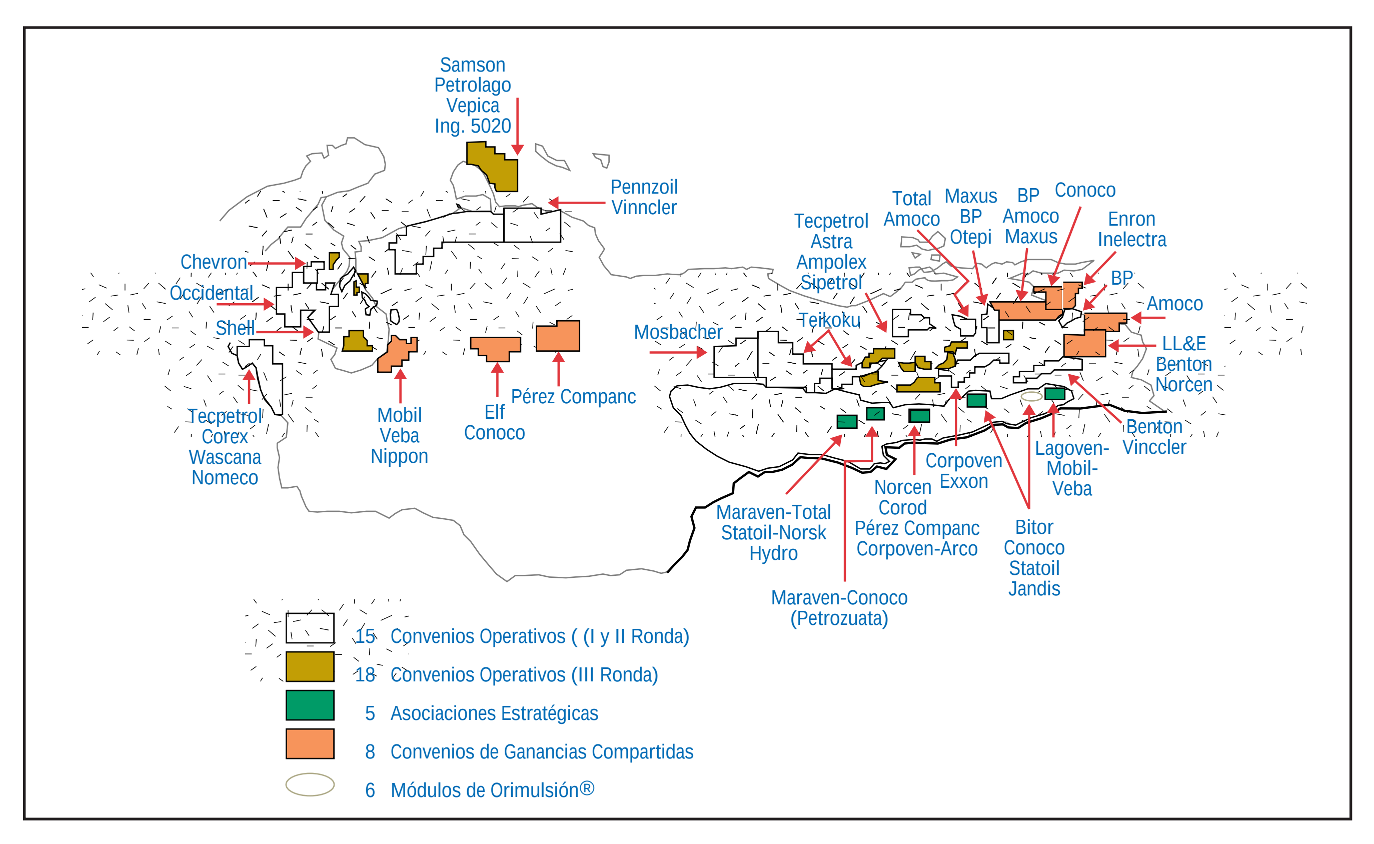


Figura 13-6. Actores de la apertura petrolera.

quisiciones, reorganizaciones, distribución de actividades, mayor utilización y contratación de recursos y servicios científicos, técnicos y personal externos. El esfuerzo ha estado dedicado a que la empresa adquiera la máxima eficiencia, mayor fortalecimiento de su capacidad competitiva y elimine el desperdicio de recursos y esfuerzos para obtener más ingresos.

La consigna es que cada empresa tiene que ser ahora más dinámica, más eficiente y estar más atenta al entorno internacional que directa o indirectamente influye en el desenvolvimiento de sus actividades. La orden del día es conducir con máxima eficiencia los negocios de la empresa para entrar y permanecer con buen pie en el siglo XXI.

Los cambios y la realidad del mundo empresarial actual son acontecimientos a los que Venezuela ni PDVSA pueden ser indiferentes, so pena de correr riesgos incalculables. Al efecto, en el Primer Congreso Ejecutivo de PDVSA y sus empresas filiales, realizado durante los días 10, 11 y 12 de julio de 1997, el directorio de PDVSA y las juntas directivas de las filiales asumieron el compromiso del cambio. Durante veintidós años (1976-1997), la estructura y la organización de PDVSA y sus empresas (Tablas 13-1 y 13-2) estuvo conformada por tres operadoras integradas (Corpoven, Lagoven y Maraven) y las otras filiales que se crearon aquí y en el extranjero, a lo largo de los años, para satisfacer la expansión y mayor cobertura de actividades de la corporación, hasta conformar la familia de empresas mostrada en la Tabla 13-14.

La situación actual es otra y las estructuras requeridas son otras. La Figura 13-7 muestra la nueva estructura de PDVSA, que representa una organización más compacta y más interrelacionada, cuyo propósito es mayor capacidad de respuesta y mayor eficacia en un mundo empresarial cambiante y supercompetitivo.

Los dos parágrafos que siguen, de la carta fechada el 14 de julio de 1997, del presidente de Petróleos de Venezuela, Luis E. Giusti, al personal de toda la corporación, recoge la realidad del presente y las demandas del futuro:

"El carácter global de nuestro negocio, nos ha llevado a abrir un ancho canal de doble vía que nos asegure una creciente participación en los mercados, al adelantar nuevas inversiones internacionales, y a incentivar la apertura de nuestro espacio doméstico a la participación de petroleras privadas que nos proporcionan mercados, tecnología, capital y valor agregado en general. En el plano interno, los nuevos tiempos nos imponen la definición de políticas y la puesta en marcha de estrategias que aseguren que los planes de expansión que debemos adelantar a las puertas del tercer milenio se traduzcan en importantes efectos multiplicadores para la economía y en definitiva en la sustitución del vínculo fiscal entre el petróleo y la sociedad, por un vínculo orgánico que nos haga a todos los venezolanos actores constituyentes en el más importante negocio de la República.

Estas nuevas realidades nos imponen la búsqueda total y permanente de creación de valor para la Corporación. La alta eficiencia tiene que ser sustituida por la máxima eficiencia. La organización que durante un par de décadas nos ayudó a consolidar la Corporación, ya perdió su razón de ser y deberá dar paso a una nueva, ajustada a las necesidades de hoy y a los retos del futuro".

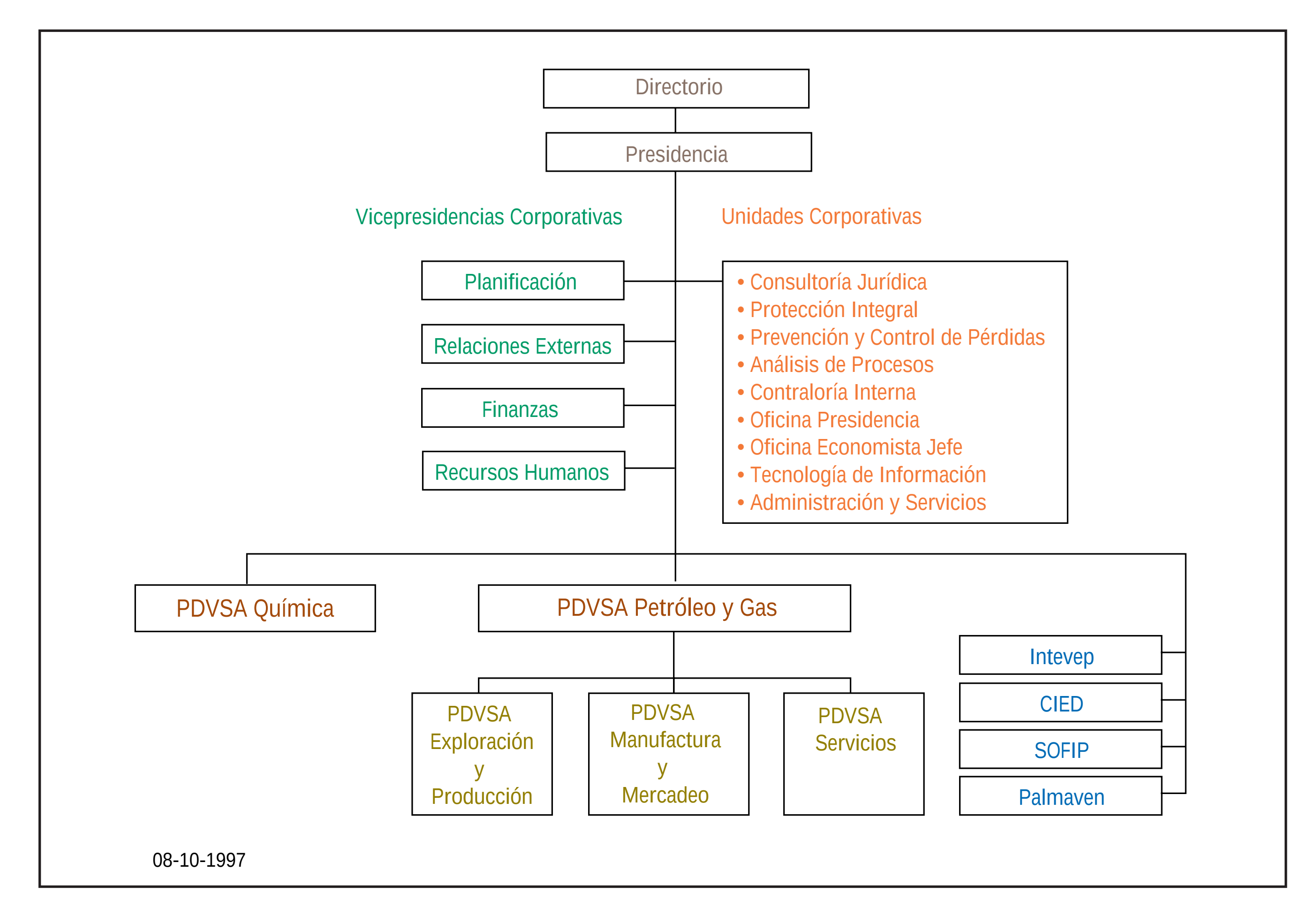


Fig. 13-7. Nueva organización de PDVSA.

Tabla 13-16. Desembolsos por inversiones/PDVSA 1996

Función	Monto MMBs.
Exploración	108.582
Convenios operativos	1.278.454
Refinación	358.056
Mercado interno	387.270
Marina	69.970
Investigación y desarrollo	25.467
Otra infraestructura	3.030
Total IPN	**2.243.627**
Orimulsión®	19.927
Carbón	31
Petroquímica	75.360
Asistencia al agro	193
Biserca	-
Total IPPCN	**2.339.138**

Tasa de cambio promedio Bs. 474,85/US$1.

Fuente: PDVSA, 1996.

Tabla 13-17. Dos décadas de actividades de la Industria Petrolera Nacional

	1976-1985	1986-1995	1996
1. Crudos producidos, MMB	7.386,0	7.926,5	1.090,7
Liviano (> 30° API)	2.332,3	2.990,7	328,9
Mediano (22-30° API)	2.394,3	2.944,4	390,2
Pesado/extrapesado (< 22° API)	2.659,4	1.991,4	371,6
2. Condensado, MMB	245,9	330,2	46,0
3. Líquidos del gas natural, MMB	225,4	420,1	64,6
4. Crudos procesados, MMB	3.359,6	3.466,0	373,0
5. Crudos exportados, MMB	3.900,1	4.650,9	406,3
6. Crudos reconstituidos exportados, MMB	427,0	503,4	n/d
7. Productos exportados, MMB	2.188,1	2.299,4	283,6
8. Productos vendidos en el mercado interno, MMB (inclusive naves/aeronaves en tránsito internacional)	1.182,8	1.425,7	237,9
9. Pozos terminados	6.389	4.414	645
10. Trabajos de reparaciones y reacondicionamiento de pozos	14.244	10.589	n/d
11. Reservas de petróleo, Dic. 1985, 1995, 1996, MMB	29.326	66.329	72.575
12. Reservas de gas natural, Dic. 1985, 1995, 1996, $MMMm^3$	1.730	4.065	4.052

Fuentes: PDVSA, Informe Anual, 1976-1996.
MEM-PODE, 1976-1996.
Oil and Gas Journal, January-December 1996; January-May 1997, inclusives.
PDVSA production targets, The Daily Journal, Monday, June 30, 1997.

Referencias Bibliográficas

1. “Acuerdo de aprobación de los Convenios de Apertura Petrolera, Comisión Bicameral de Energía y Minas del Congreso de la República de Venezuela”, en: **El Nacional**, sábado, 22 de junio de 1996, D/3.

2. BARBERII, Efraín E.: **Petróleo: Aquí y Allá**, Monte Avila Editores, 1976.

3. BARBERII, Efraín E.: **El Pozo Ilustrado**, publicación editada por el Departamento de Relaciones Públicas, Lagoven S.A., tercera edición, Caracas, diciembre 1985.

4. Bitúmenes Orinoco S.A. (BITOR): **Informe**, mayo-julio 1995.

5. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED): **Educación para la Competitividad**, Gerencia de Asuntos Públicos, octubre 1996.

6. DIAZ, Ana: “Apertura en Marcha”, en: **El Nacional**, lunes 09 de junio de 1997, E/1.

7. GIUSTI, Luis: **El Rol del Petróleo en la Economía Venezolana Contemporánea**, conferencia el 18 de octubre de 1994, Salón Ayacucho, Palacio de Miraflores, publicación del Ministerio de la Secretaría de la Presidencia, Oficina de Asesoría Presidencial, Caracas, 1994.

8. GIUSTI, Luis: “La III Ronda y la Nueva Venezuela”, en: **El Nacional**, domingo 15 de junio de 1997, cuerpo E.

9. GIUSTI, Luis: Carta a los trabajadores de PDVSA y sus filiales, fechada el 14 de julio de 1997. Tema: Cambios de estructura de la Corporación.

10. LISKEY, Tom Darin: “Marginal field crude production up”, en: **The Daily Journal**, Caracas, Thursday, March 6, 1997, p. 8.

11. MARTINEZ, Aníbal R.: **Cronología del Petróleo Venezolano 1943-1993**, Volumen II, Ediciones CEPET, Caracas, 1995.

12. Ministerio de Energía y Minas: **Petróleo y Otros Datos Estadísticos** (PODE), años 1975-1996, inclusives.

13. Ministerio de Energía y Minas y Petróleos de Venezuela S.A.: **Venezuela 1995 Exploration Bidding Round Initial Tender Protocol**, producido por PDVSA, Caracas, 1995.

14. Ministerio de Energía y Minas y Petróleos de Venezuela S.A.: **Venezuela 1995 Exploration bidding round framework of conditions**, producido por PDVSA, Caracas, 1995.

15. **Oil and Gas Journal**: "Worldwide Production", December 30, 1996, p. 37.

16. Petróleos de Venezuela S.A.: **Informe Anual**, años 1976-1996, inclusives.

17. Petróleos de Venezuela S.A.: **Apertura petrolera en el desarrollo económico de Venezuela**, Gerencia Corporativa de Asuntos Públicos y Coordinación de Planificación Estratégica de PDVSA, 1996.

18. Petróleos de Venezuela S.A.: "Acto público de recepción y apertura de ofertas. Tercera Ronda de Convenios Operativos", en: **The Daily Journal**, Wednesday, May 28, 1997, p. 13.

19. QUIROS CORRADI, Alberto: "Las finanzas del petróleo (II)", en: **El Nacional**, domingo 15 de junio de 1997, E/6.

20. QUIROS CORRADI, Alberto: "Maraven, Lagoven, Corpoven: Good Bye?", en: **El Nacional**, domingo 27 de julio de 1997, E/6.

21. QUIROS CORRADI, Alberto: "La Nacionalización del Petróleo (1976)", en: **El Nacional**, 10 de agosto de 1997, E/6.

22. Sociedad de Fomento de Inversiones Petroleras C.A. (SOFIP): **Primera Emisión de Bonos Petroleros, 1997-I**, Caracas, 1997.

23. **The Daily Journal**: “Oil Opening, Windows of Opportunity” (A special report), Caracas, Friday, March 14, 1997.



Apéndices

Indice

Página

Indice de Tablas

Página

Capítulo 1 - ¿Qué es el Petróleo?

Capítulo 2 - Exploración

Capítulo 3 - Perforación

Capítulo 4 - Producción

Capítulo 5 - Gas Natural

Capítulo 6 - Refinación

Capítulo 7 - Petroquímica

Capítulo 8 - Transporte

Capítulo 9 - Carbón Fósil

Capítulo 10 - Comercialización

Capítulo 11 - Ciencia y Tecnología

Capítulo 12 - La Gente del Petróleo

Capítulo 13 - Petróleos de Venezuela

Indice de Figuras

Página

Capítulo 1 - ¿Qué es el Petróleo?

Capítulo 2 - Exploración

Capítulo 3 - Perforación

Capítulo 4 - Producción

Capítulo 5 - Gas Natural

Capítulo 6 - Refinación

Capítulo 7 - Petroquímica

Capítulo 8 - Transporte

Capítulo 9 - Carbón Fósil

Capítulo 10 - Comercialización

Capítulo 11 - Ciencia y Tecnología

Capítulo 12 - La Gente del Petróleo

Capítulo 13 - Petróleos de Venezuela

Observación a la Figura 2-13: En aire seco a 0° y presión a nivel del mar, la velocidad del sonido calculada (1986) es de 331,29 m/seg.

Indice Consolidado (Onomástico, Geográfico y Analítico)

A

B

C

D

E

F

G

H

I

J

K

M

N

O

P

Q

R

S

T

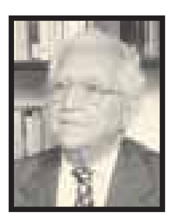
U

V

W

Y

Z



Efraín E. Barberii, oriundo de Tucupita, Delta Amacuro, cuenta con más de cincuenta años de servicios repartidos entre las operaciones de la industria petrolera, la docencia petrolera y la consultoría petrolera, en Venezuela y en el exterior. Culminó sus estudios de ingeniero de petróleos y postgrados en la Universidad de Oklahoma 1944, Universidad de Tulsa 1949, Harvard 66AMP, 1972-1973.

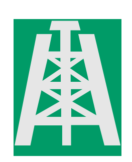
En Creole Petroleum Corporation se desempeñó como ingeniero en campos de Monagas, Anzoátegui y Guárico, 1944-1947. Fue ayudante académico del profesor C.V. Sidwell hasta ascender a profesor asociado de Ingeniería de Petróleos, Universidad de Tulsa, 1947-1952. Fue jefe de Ingeniería de Petróleos, 1952-1954, de la Mexican American Independent Company. Durante 1954-1958 fue director-fundador y profesor de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad del Zulia. Sirvió en la Compañía Shell de Venezuela, 1958-1966, en asignaciones profesionales en el exterior (Inglaterra, Holanda, Alemania) y en Venezuela. Durante 1966-1972 trabajó en la Corporación Venezolana del Petróleo como gerente de Exploración y Producción a escala nacional, luego fue director-gerente de las mismas funciones y durante 1974 miembro del Consejo Directivo.

Colaboró en la creación de la Universidad “Rafael Urdaneta”, Maracaibo, 1973-1975. Participó en la estructuración y organización del INAPET (Centro de Adiestramiento Petrolero y Petroquímico), 1975. Desde 1980 se ha dedicado al ejercicio profesional como asesor petrolero. Ha prestado servicios a Lagoven S.A., a Petróleos de Venezuela, al antiguo CEPET (Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus filiales), y desde 1995 al CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo, filial de Petróleos de Venezuela).

Es Ingeniero Profesional N° 1935 del estado de Oklahoma y N° 8690 del estado de Texas; Miembro Veterano N° 000838-3 de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (Estados Unidos); Miembro N° 2191 del Colegio de Ingenieros de Venezuela; Miembro Vitalicio, desde 1987, de la National Society of Professional Engineers, Estados Unidos.

Ha publicado artículos en las revistas *Petróleo Interamericano*, *Oil and Gas Journal*, *World Oil*, *Journal of Petroleum Technology*, *World Petroleum*, *Boletín del CIV*, *Revista Zumaque* (SVIP), *Nosotros*, de Lagoven y ASUNTOS CIED.

Los libros publicados son: *Petróleo: Aquí y Allá*, Monte Avila Editores, 1976; *El Pozo Ilustrado*, ediciones de Lagoven S.A., 1982-1983, 1983, 1985; editor técnico y traductor principal de *Thermal Recovery*, de Michael Prats; *Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo*, Ediciones Técnicas Intevep, 1987; editor técnico de la obra *La Industria Venezolana de los Hidrocarburos*, publicación de CEPET/PDVSA y sus empresas filiales, ediciones de 1989 y 1991; *La Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad del Zulia, 1951-1958*, Ediciones CEPET, 1991; editor técnico del *Léxico de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos*, Ediciones CEPET, 1994; y *De los pioneros a la empresa nacional 1921-1975, la Standard Oil of New Jersey en Venezuela*, publicación de Lagoven S.A., diciembre 1997.



Producido por el Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED)

Primera edición, fascículos, Lagoven S.A., Caracas, 1982-1983
Segunda edición, fascículos, Lagoven S.A., Caracas, 1983
Tercera edición, libro, Lagoven S.A., Caracas, 1985
Cuarta edición, libro, Ediciones FONCIED, Caracas, 1998

Primera edición en CD-ROM, Caracas, 1998

Edición en CD-ROM: Varathorn Bookaman/Coromoto De Abreu
Gerencia de Diseño y Certificación CIED
Coordinación editorial versión CD-ROM: Berenice Gómez T./Caligraphy C.A.
Diseño gráfico de tripa: Cristina Pendones T.
Diseño gráfico de portada: María Claudia González T.
Ilustraciones en computadora: Berenice Gómez T. y María Claudia González T./Caligraphy C.A.
Fotografías: Archivos de PDVSA y filiales

Tiraje: 5.500 ejemplares

Caracas, septiembre 1998